

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
„ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ”

**ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ  
ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНОГО  
МОДЕЛЮВАННЯ**

**Монографія**

За загальною редакцією О. М. Гаврися

Харків  
НТУ “ХПІ”  
2015

УДК 338.516

У 78

Автори: О. М. Гаврись, О. Б. Білоцерківський, О. О. Замула, В. О. Шведун, М. О. Гаврись, Н. В. Ширяєва, П. О. Гаврись, О. О. Гаврись, А. О. Гаврікова, Д. І. Гнатенко, О. В. Замула, В. І. Ковшик, І. Ю. Лук'яниця.

Рекомендовано до друку Вченою радою НТУ «ХПІ» Міністерства освіти і науки України (протокол № 11 від 22.12.2014 р.)

Рецензенти:

Самородов Б.В., д.е.н., доц., завідувач каф. банківської справи ХІБС УБС НБУ;

Шиян Д.В., д.е.н., проф., в/о завідувача каф. економіки підприємства та менеджменту ХНЕУ ім. С. Кузнеця.

**У 78 Оптимізація** систем теплопостачання із використанням економіко-математичного моделювання: монографія / за заг. ред. О. М. Гаврися – Х.: НТУ "ХПІ", 2015. – 209 с.

ISBN

Розглянуто крупну науково-економічну проблему, що полягає в розробці та вдосконаленні сучасних методів економічної оцінки при виробництві та транспортуванні теплової енергії, які дозволяють об'єктивно визначити відповідні інвестиційні та поточні витрати, економічну ефективність різних варіантів теплопостачання, та виявити оптимальні варіанти. Удосконалено методику оцінки та прогнозування капітальних та експлуатаційних витрат при виробництві та транспортуванні теплової енергії та в теплозаощадженні. Розроблено методику оцінки економічної ефективності заходів по теплопостачанню на основі сучасних підходів. Удосконалено економіко-математичну модель стабілізації існуючих тарифів на теплову енергію на основі оптимізації використання паливних ресурсів. Розроблено економіко-математичну модель оптимізації витрат на надання послуг з централізованого постачання гарячої води для населення м. Харкова. Розроблено методичні рекомендації по формуванню тарифів при виробництві та транспортуванні теплової енергії; по впровадженню електротеплопостачання шляхом перетворення побутового споживача в споживача-регулятора та бізнес-партнера енергетики; по вибору оптимальних систем теплопостачання; по реформуванню систем централізованого теплопостачання великих міст.

Монографія призначена для наукових співробітників, практичних працівників, викладачів, аспірантів та студентів, які досліджують проблеми теплозаощадження в Україні та за кордоном.

ISBN

УДК 338.516

© О. М. Гаврись, 2015 р.

## ВСТУП

Динаміка розвитку економіки конкретної країни, регіону формує результати поступових змін в суспільстві і природі. При цьому показником даних змін є рівень енергоозброєності життя. Саме цією умовою розвитку суспільства визначається настійна необхідність раціонального витрачання енергії, зниження її питомих витрат у всіх сферах людської діяльності. Цей напрям отримав назву – енергозаощадження. Виходячи з визначення поняття енергозаощадження як комплексу заходів, спрямованих на ефективне використання енергії, виникає вимога обмеження можливостей використання матеріальних ресурсів зовнішнього середовища, якщо мова йде про так звані непоновлювані первинні джерела енергії у вигляді органічного мінерального палива.

Цілком зрозуміло прагнення багатьох країн в сучасних умовах до максимального використання поновлюваних джерел енергії – вітру, сонця, біомаси і т.д. Це дозволить вже сьогодні вирішити масу екологічних проблем, що створює передумови до резервування для нащадків частини запасів викопних палив у тому числі і для неенергетичних потреб: виробництва хімічних продуктів, ліків, всіляких препаратів.

На сьогоднішній день в Україні практично всі теплові мережі морально застаріли, при цьому споживання теплової енергії в житловому фонді міст майже вдвічі вище, ніж у Європі. Також у системах теплопостачання різних галузей використовуються великі і зростаючі обсяги органічного палива, ціни на яке постійно зростають. При цьому Україна задовольняє свої потреби в енергоспоживанні лише на 53% та імпортує 75% необхідного обсягу природного газу, 85% сирої нафти та нафтопродуктів. Така структура паливно-енергетичних ресурсів не є економічно ефективною. Це породжує залежність економіки України від країн-експортерів нафти та газу і є загрозою для її енергетичної та національної безпеки. Тому проблема економічної оцінки та вибору оптимальної системи теплопостачання із використанням економіко-математичного моделювання є актуальною, оскільки результати проекту будуть спрямовані не тільки на теплозаощадження та підвищення ефективності господарства, але і на вирішення екологічних та соціальних задач.

Монографію підготовлено в рамках госпдоговірної прикладної НДР

«Вибір оптимальної системи теплопостачання із використанням економіко-математичного моделювання», № Д.Р. 0114U002269, що виконувалася за наказом НТУ «ХПІ» № 335с від 04.03.2014 р. у термін з 08.01.14 по 25.12.14 рр.

Метою роботи була є розробка та вдосконалення сучасних методів економічної оцінки при виробництві та транспортуванні теплової енергії, що дозволяють об'єктивно визначити відповідні інвестиційні та поточні витрати, економічну ефективність різних варіантів систем теплопостачання, та вибрати оптимальні варіанти; розробка економіко-математичних моделей оптимізації витрат у відповідних сферах та методичних рекомендацій по формуванню тарифів при виробництві та транспортуванні теплової енергії, реформуванню систем централізованого теплопостачання великих міст.

Результати НДР впроваджені в учбовий процес при вивченні курсів: «Економіка підприємства», «Управління ресурсами та витратами», «Математичне моделювання в економіці та менеджменті», «Економіка і організація інноваційної діяльності», – та в практику господарювання ХОКП «Дирекція розвитку інфраструктури території» і ТОВ «Світло. Тех» при розробці відповідних заходів з теплопостачання. Захищено 2 кандидатські дисертації, видано монографію, опубліковано 9 статей, зроблено 14 наукових доповідей. Проведено дві Міжнародні науково-практичні конференції: „Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я” (м. Харків, НТУ „ХПІ”, 2014 р.), „Проблеми соціально-економічного розвитку підприємств” (м. Харків, НТУ „ХПІ”, 2014 р.). Видані тези та збірники наукових праць конференцій.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ОСНОВНИХ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА МЕТОДІВ ТЕПЛОЗАОЩАДЖЕННЯ В ЖИТЛОВО-КОМУНАЛЬНОМУ ГОСПОДАРСТВІ УКРАЇНИ ТА ЗА КОРДОНОМ

#### 1.1. Аналіз та класифікація основних систем теплопостачання

Основне призначення будь-якої системи теплопостачання полягає в забезпеченні споживачів необхідною кількістю теплоти необхідної якості (тобто теплоносієм необхідних параметрів) [1, 2].

Залежно від розміщення джерела теплоти по відношенню до споживачів системи теплопостачання розділяються на *децентралізовані* і *централізовані*.

У децентралізованих системах джерело теплоти і теплоприймачі споживачів або суміщені в одному агрегаті, або розміщені так близько, що передача теплоти від джерела до теплоприймачів може здійснюватися практично без проміжної ланки – *теплової мережі*.

*Системи децентралізованого теплопостачання* розділяються на *індивідуальні* та *місцеві* [1].

У *індивідуальних системах* теплопостачання кожного приміщення (ділянки цеху, кімнати, квартири) забезпечується від окремого джерела. До таких систем, зокрема, відносяться пічне і поквартирне опалювання. У *місцевих системах* теплопостачання кожної будівлі забезпечується від окремого джерела теплоти, зазвичай від місцевої або індивідуальної котельної. До цієї системи, зокрема, відноситься так зване *центральне опалювання будівель*.

Розподілення теплоти через розгалужену систему трубопроводів від джерела теплоти до споживачів називають *централізованим теплопостачанням* [2, 3]. У системах централізованого теплопостачання джерело теплоти та теплоприймачі споживачів розміщені роздільно, часто на значній відстані, тому теплота від джерела до споживачів передається по *теплових мережах* [1].

В сучасних умовах системи централізованого теплопостачання в країнах Північної Європи досягають рівня 60 %, а в країнах СНД - 80% від всіх систем, що подають теплоту до житлових та виробничих приміщень в містах та населених пунктах.

*Однією з головних переваг систем централізованого теплопостачання є можливість використання таких видів палива, які є оптимальними з техніко-економічної точки зору та забезпечують більшу екологічну чистоту навколишнього середовища. Система централізованого теплопостачання на базі комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) – це ефективна технологія, яку доцільно використовувати для забезпечення зростаючих потреб в одержанні цих двох видів енергії та зменшення загального об'єму шкідливих викидів в атмосферу.*

*Централізоване теплопостачання, а також комбіноване виробництво теплоти та електроенергії має такі переваги [3]:*

- гнучкість у використанні різних видів палива;
- зменшення проблем, пов'язаних з ліквідацією відходів;
- висока ефективність;
- висока екологічність;
- зменшення забруднення атмосферного повітря;
- висока рентабельність.

При роздільному виробництві теплової та електричної енергії електричну енергію виробляють на конденсаційних станціях, де більше 60% теплоти втрачається в атмосферу з димовими газами та в градирнях з охолоджувальною водою. Більшу частку теплової енергії, яка втрачається, можна використовувати шляхом подачі гарячої води або пари для теплопостачання будівель та виробничих процесів, що дозволило б збільшити ефективність використання палива.

При порівнянні децентралізованого виробництва теплоти з централізованим на базі комбінованого виробництва теплової та електричної енергії слід брати до уваги економічні та екологічні переваги останнього, особливо з використанням ефективних технологій очищення димових газів, а також можливість використання теплоти, яка втрачається, використання біомаси та інших низькопотенційних джерел теплоти.

Отже, централізоване теплопостачання має багато переваг, але умови його широкого застосування в різних регіонах та країнах відрізняються, що пояснюється не тільки кліматичними умовами, а й іншими факторами:

- \* доступністю місцевих ресурсів (газ, вугілля, нафта, гідроенергія);
- \* конкуренцією між газопостачальниками та підприємствами центра-

лізованого теплопостачання;

\* капіталовкладення в системи централізованого теплопостачання є довгостроковими та вигідними для суспільства, що часто не відповідає прагненню приватних корпорацій щодо швидких доходів.

Так, наприклад, перехід від індивідуальної системи опалення до централізованої значно впливає на зменшення рівня забруднення атмосфери в містах. Досягнення аналогічного ефекту без використання системи централізованого теплопостачання потребує великих капіталовкладень в нові технології.

Виходячи з вищенаведених переваг виробництва теплової енергії на ТЕЦ і централізованого теплопостачання, можна дійти висновку, що такі системи будуть ще довгий час визначати стратегічний напрямок у розвитку теплоенергетики багатьох країн світу. При цьому для збереження високої ефективності постає задача забезпечення доставки теплової енергії до споживача з найменшими втратами. Основними засобами транспорту теплоти при централізованому теплопостачанні є сталеві труби з різними видами теплової ізоляції, а переважаючим способом прокладання трубопроводів в містах є підземне прокладання. Ці трубопроводи з необхідним спорядженням утворюють *теплові мережі*.

В Україні одна з найвищих у світі насиченість міст тепловими мережами. Загальна протяжність теплопроводів в нашій державі становить близько 47 тисяч кілометрів у двотрубному обчисленні. На балансі підприємств комунальної теплоенергетики України перебуває 20,8 тисяч кілометрів теплових мереж у двотрубному обчисленні діаметром від 50 до 800 мм.

Близько 80 % сучасних теплових мереж прокладені в непрохідних залізобетонних каналах з ізоляцією у вигляді мінеральної вати. Канали в більшості не захищені від проникнення ґрунтової та іншої води, що призводить до значних втрат теплової енергії, корозійного пошкодження теплопроводів і аварійного відключення споживачів. Загальні втрати теплової енергії в діючих мережах систем централізованого теплопостачання становлять в середньому 30 %, а у деяких регіонах досягають 40 %. Термін безаварійної експлуатації таких теплових мереж не перевищує 10—15 років.

Зазначені обставини значною мірою є причиною того, що в Україні витрата теплоти на опалення об'єктів рівної площі в 2-3 рази більша, ніж у країнах Західної Європи [4].

*Система теплопостачання* складається з джерела теплоти, теплової мережі, вузлів управління, транспортування та розподілу теплоти (насосні перекачувальні станції, теплові пункти тощо) та систем споживання теплоти [2, 3]. Залежно від ступеня централізації системи централізованого теплопостачання можна розділити на такі чотири групи [1]:

- 1) групове – теплопостачання від одного джерела групи будівель;
- 2) районне – теплопостачання від одного джерела декількох груп будівель (району);
- 3) міське – теплопостачання від одного джерела декількох районів;
- 4) міжміське – теплопостачання від одного джерела декількох міст.

Крім того, системи теплопостачання *класифікують залежно від* [3]: 1) джерела теплоти; 2) виду теплоносія; 3) способу подачі води на гаряче водопостачання; 4) кількості трубопроводів; 5) способу забезпечення споживачів теплотою і т. ін. Розглянемо докладно класифікацію систем теплопостачання, їх переваги та недоліки [3].

1. *Залежно від джерела теплоти* системи теплопостачання поділяють на:

- централізовані на базі комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) – теплофікаційні;
- централізовані від районних опалювальних та промислово-опалювальних котелень;
- децентралізовані від малих котелень, індивідуальних джерел теплоти та інше;

*Перевагами систем централізованого теплопостачання є:*

- можливість використання різних, в тому числі і низькосортних видів палива;
- зменшення витрат палива;
- зменшення кількості обслуговуючого персоналу і зниження у зв'язку з цим експлуатаційних витрат;
- поліпшення стану повітряних басейнів міст внаслідок ефективного застосування фільтрів для очищення димових газів;



- можливість широкого застосування автоматики для контролю і регулювання параметрів теплоносія;
- розвантаження міського і залізничного транспорту від зайвих перевезень палива;
- вивільнення площ, зайнятих малими котельнями і чисельними складами палива;
- зменшення небезпеки пожеж.

*До недоліків централізованих систем теплопостачання слід віднести:*

- необхідність спорудження та експлуатації теплових мереж, що веде до збільшення вартості систем теплопостачання;
- потребу в коштах та металі для випереджаючого вкладання їх у джерела теплопостачання і теплові мережі з урахуванням перспектив розвитку району, який обслуговується;
- теплові втрати при транспортуванні теплоти.

2. *За видом теплоносія* системи теплопостачання поділяють на *водяні* та *парові*.

*Водяні системи теплопостачання* використовують для теплопостачання сезонних споживачів теплоти та гарячого водопостачання, а в деяких випадках і для технологічних процесів. В системах централізованого теплопостачання для опалення, вентиляції і гарячого водопостачання житлових, громадських і промислових будівель слід використовувати теплоносій у вигляді перегрітої води. *Пару* використовують для теплопостачання технологічних споживачів, які її потребують. Використання пари як теплоносія для систем опалення, вентиляції і гарячого водопостачання промислових підприємств допускається при техніко-економічному обґрунтуванні.

*Переваги водяних систем теплопостачання:*

- можливість транспортування води на більшу відстань, ніж пари;
- нескладність приєднання систем опалення, вентиляції і гарячого водопостачання до водяних теплових мереж;
- можливість центрального регулювання теплових навантажень;
- вода має більшу теплоємність, ніж пара, та більшу акумулюючу здатність;
- більший термін безаварійної роботи систем опалення і вентиляції.

*Недоліки водяних систем теплопостачання:*

- витрати електроенергії на транспортування теплоносія;
- значно підвищений гідростатичний тиск внаслідок значної густини води.

*Переваги парових систем теплопостачання:*

- можливість використання пари не тільки для санітарно-технічних споживачів, а і для технологічних потреб;
- швидкий прогрів та охолодження систем парового опалення, що доцільно використовувати для приміщень із періодичним опаленням;
- пара має невелику об'ємну масу, що дозволяє не враховувати в парових системах опалення гідростатичний тиск і дає можливість використати пару як теплоносій в багатоповерхових будинках, а також при складному рельєфі місцевості району теплопостачання;
- відсутність витрати електроенергії на транспортування пари.

*Недоліки парових систем теплопостачання:*

- значні втрати теплоти паропроводами внаслідок високої температури пари;
- неможливість підтримувати нормативну температуру на поверхні опалювального пристрою;
- неможливість транспортування пари на тривалу відстань (більше 5 км);
- термін експлуатації парових систем опалення значно менший, ніж водяних, внаслідок інтенсивної корозії внутрішньої поверхні конденсатопроводів;
- складність збору та повернення конденсату.

3. *Залежно від способу подачі теплоти на гаряче водопостачання водяні системи* поділяють на *закриті та відкриті*. У закритих водяних системах теплопостачання воду з теплових мереж використовують для нагрівання в підігрівачах поверхневого типу водопровідної води, яка подається в систему гарячого водопостачання. У відкритих водяних системах теплопостачання гаряча вода з теплової мережі безпосередньо подається до водорозбірних пристроїв місцевої системи гарячого водопостачання.

4. *Залежно від кількості трубопроводів від джерела теплоти до споживачів* системи теплопостачання поділяють на *однотрубні, двотрубні та багатотрубні*.

5. *За способом забезпечення споживачів тепловою енергією* відрізня-

ють *одноступеневі* та *багатоступеневі* системи теплопостачання. В *одноступеневих системах теплопостачання* споживачів теплоти безпосередньо приєднують до теплових мереж. Вузли приєднання споживачів теплоти до теплових мереж називають *тепловими пунктами*. В тепловому пункті кожного будинку встановлюють (при необхідності) підігрівачі гарячого водопостачання, елеваторні або насосні вузли змішування, арматуру, контрольно-вимірювальні пристрої для регулювання параметрів та витрати теплоносія для місцевих опалювальних та водорозбірних пристроїв, а також лічильники води та теплоти. Якщо до теплового пункту приєднано один будинок або частину будинку чи технологічну установку, то його називають *індивідуальним тепловим пунктом (ІТП)*. Безпосереднє приєднання опалювальних пристроїв до теплових мереж обмежене межами допустимих тисків в теплових мережах, бо високий тиск, який потрібний для транспортування теплоносія до кінцевих споживачів, є небезпечним для опалювальних пристроїв. Внаслідок цього одноступеневі системи використовують для теплопостачання обмеженої кількості споживачів від котельні з невеликою довжиною теплових мереж.

В *багатоступеневих системах теплопостачання* між джерелом теплоти та споживачами розміщують *центральні теплові пункти (ЦТП)*, в яких параметри теплоносія можуть змінюватись залежно від потреб місцевих споживачів теплоти. У центральних теплових пунктах можуть бути встановлені насоси та підігрівачі, регульовальна, запірна та запобіжна арматура, контрольно-вимірювальні пристрої, які призначені для забезпечення групи споживачів в кварталах або районах теплою з потрібними параметрами. За допомогою насосів та підігрівачів магістральні трубопроводи (перший ступінь) відповідно частково або повністю гідравлічне ізолюються від розподільних мереж (другий ступінь). З центрального теплового пункту теплоносії з допустимими або установленими параметрами для місцевих систем теплоспоживання по загальних або окремих трубопроводах другого ступеня подається до індивідуальних теплових пунктів (ІТП) кожного будинку. В індивідуальному тепловому пункті здійснюється лише підмішування зворотної води, яка повертається після місцевих опалювальних установок, а також регулювання витрати води на гаряче водопостачання та облік витрати теплоти. Повна гідравлічна ізоляція теплових мереж першого та другого ступенів підвищує надій-

ність теплопостачання та збільшує дальність транспортування теплоносія. Багатоступеневі системи теплопостачання з центральними тепловими пунктами дозволяють зменшити кількість підігрівачів систем гарячого водопостачання, циркуляційних насосів та регуляторів температури, які встановлюють в індивідуальних теплових пунктах при використанні одноступеневої системи теплопостачання. В ЦТП можливе встановлення пристроїв для обробки водопровідної води для запобігання корозії трубопроводів в системах гарячого водопостачання. Спорудження ЦТП дозволяє зменшити експлуатаційні витрати та кількість обслуговуючого персоналу.

## 1.2. Аналіз основних методів теплозаощадження в житлово-комунальному господарстві

Комунальні підприємства теплових мереж містять у собі опалювальні й опалювально-виробничі котельні, побутові енергоустановки, призначені для обслуговування окремих (кількох) будинків і споруд, котеджів, приватних садиб тощо. Усі ці енергогенеруючі джерела мають ознаки окремої (єдиної) галузі зі своєю продукцією у вигляді теплової енергії, зі своїми потребами в паливі, устаткуванні, матеріалах, інвестиціях і належать до тієї частини паливно-енергетичного комплексу України, яку називають *малою* чи *комунальною енергетикою* [5, 6, 7]. На сучасному етапі розвитку паливно-енергетичного комплексу України мала енергетика відрізняється такими основними показниками [6]:

- значним споживанням дефіцитних для України видів палива: газу і мазуту (близько 60 % від загальної кількості палива, споживаного ПЕК України, зокрема твердого);
- низьким технічним рівнем і високим ступенем спрацювання устаткування (значна частина устаткування малої енергетики має ступінь спрацювання – 80 % і більше; ККД морально застарілого устаткування, особливо малих котельень, часто не перевищує 70%, а це викликає перевитрату дефіцитного органічного палива);
- істотним екологічним навантаженням;
- відомчою роз'єднаністю об'єктів і систем, що перешкоджає проведенню єдиної технічної політики;
- відсутністю налагодженої системи нормального функціонування і роз-

ширеного відтворення основних фондів малої енергетики (наприклад, заводи України здатні забезпечити не більш 20 % від потреби галузі в устаткуванні; у середньому лише 20 % від загальної кількості котлоагрегатів обладнані пристроями, що вловлюють пил, ступінь уловлювання газоподібних викидів становить  $< 40 \%$ );

- практичною відсутністю добре налагодженої системи обліку тепло- й енерго - споживання насамперед, індивідуальними споживачами;
- браком системи споживання енергії за багатоставочними тарифами;
- незадовільним станом теплових мереж (як наслідок – істотні втрати тепла і перевитрата палива; значна частина трубопроводів теплових мереж потребує заміни внаслідок корозії);
- прийняті для централізованого теплопостачання з великою довжиною теплових мереж високотемпературні графіки теплоносіїв ( $150 - 70^{\circ}\text{C}$ ,  $130 - 70^{\circ}\text{C}$  та навіть  $115 - 70^{\circ}\text{C}$ ,  $95 - 70^{\circ}\text{C}$ ) з обліком недостатньої і неякісної ізоляції також сприяють великим тепловим втратам у трасах теплових мереж;
- відсутністю виробництва високоякісного устаткування, що вловлює пил із продуктів згорання різних видів палива котельних агрегатів.

Діяльність житлово-комунального господарства (ЖКГ) супроводжується досить великими втратами ресурсів як споживаних самими комунальними підприємствами, так і наданих споживачам (води, теплової й електричної енергії). Фактичне питоме споживання води в розрахунку на одного мешканця перевищує встановлені в регіонах і містах нормативи в 1,5-2 рази, а питоме теплоспоживання – у 2-3 рази.

Договори на постачання тепла і води фактично нав'язує споживачам постачальник ресурсів на основі розрахунків за нормативами, вони відбивають обсяги реалізації, що найчастіше істотно відрізняються від фактичного споживання. Господарський механізм, що діє у галузі, не стимулює зниження витрат. Тарифи, як правило, формуються за фактичною собівартістю. При цьому всі непродуктивні витрати, пов'язані з процесом виробництва послуг, а також з витратами води і тепла під час їхнього транспортування, перекладають на споживача. У підсумку завищуються тарифи й обсяги реалізації.

Разом з тим, підприємства не мають ані відчутних стимулів, ані фінансових можливостей для заміни в необхідних обсягах застарілого устаткування і зношених основних фондів. Замість потрібної щорічної заміни пошко-

джених мереж ремонтують лише незначну їх частину, а це спричиняє збільшення кількості аварій та ушкоджень.

В наявному нині житловому фонді значну частку становлять будинки зі збірного залізобетону, фактичні тепловтрати в яких на 20-30 % вище проектних через низьку якість будівництва й експлуатації. Найбільш вагомими тепловтрати в будинках відбуваються через зовнішні стінові обгородження (42 і 49 % для п'яти- і дев'ятиповерхових будинків) і вікна (32 і 35 % відповідно). Додаткові тепловтрати викликає також промерзання зовнішніх обгороджувальних конструкцій будинків.

Істотні втрати тепла й ресурсів відбуваються і в процесі експлуатації інженерних систем та устаткування. Дрібні котельні (потужністю менш 5 Гкал/г) та індивідуальні опалювальні установки, які характеризуються застарілими конструкціями, браком автоматичного регулювання і засобів контролю, неекономічні щодо використання палива. Як правило, не проводиться водопідготовка, і це збільшує витрату палива до 12,5 % і більше. Теплові мережі мають теплоізоляцію невисокої якості, через яку тепловтрати становлять близько 15-20 %. Великими є втрати води через свищі, що утворюються внаслідок зовнішньої і внутрішньої корозії теплових мереж. Додаткові втрати тепла, пов'язані з витоками, можна оцінити ще в 10-15 %.

Централізоване гаряче водопостачання здійснюється значною мірою через центральні теплові пункти, використання яких для підігріву води в системах гарячого водопостачання обумовлює значну довжину зовнішніх трубопроводів від теплового пункту до житлового будинку. Термін їхньої служби внаслідок значної внутрішньої корозії в 2-4 рази нижче нормативного.

Таким чином, незважаючи на визнання енерго- і ресурсозбереження одним з головних напрямків розвитку ЖКГ, практичну реалізацію цього процесу стримує низка невирішених проблем: недосконалість нормативно-правової бази, яка має стимулювати політику енерго- і ресурсозбереження і залучення у цю сферу вітчизняних та іноземних інвестицій; нерозвиненість ринку послуг з інвестування, установки й обслуговування енергоресурсоощадного обладнання і техніки, монополізація цієї діяльності енергопостачальними організаціями; недостатньо розвинуті маркетингові послуги в галузі виробництва енергоресурсоощадного устаткування; перекручування цінових співвідношень між вартістю енергоресурсозберігаючого устаткування і цінами (тарифами) на енергоносії,

що спричиняє істотне зниження ефективності енергоощадних заходів; недосконалість механізму стимулювання і фінансування інноваційних процесів у ЖКГ.

В роботах [6, 8] наведено такі основні шляхи вирішення проблеми енерго- та теплозаощадження в житлово-комунальному господарстві України.

1. *Економія енергоресурсів і зниження тепловтрат.* Вирішення цього завдання пов'язане зі здійсненням комплексу інженерно-технічних заходів, головні з яких є:

- *Теплова ізоляція, збільшення термічного опору огорожувальних конструкцій будинків.*

Важливе значення під час будівництва нових об'єктів має використання теплоефективних стінових панелей, перехід на нові конструктивні рішення з урахуванням підвищених вимог у частині опору теплопередачі конструкцій, що їх обгороджують, у процесі будівництва будинків з цегли, блоків і монолітного залізобетону. Приймати такі ухвали потрібно, використовуючи розроблені нові технічні рішення з підвищення теплоефективності зовнішніх стін.

Поряд з утепленням стін новозбудованих споруд важлива роль належить теплоізоляційним роботам з реконструкції будинків старої забудови, пов'язаним з нанесенням на стіни будинків додаткових теплоізоляційних шарів. Не менше значення має підвищення теплозахисту вікон і балконних дверей за сучасними вимогами щодо теплозахисту.

- *Модернізація систем тепло- й водопостачання.*

До основних заходів цього напрямку можна зарахувати: поступову заміну центральних теплових пунктів на індивідуальні в блок-модульному виконанні; впровадження там, де це економічно доцільно, децентралізованих джерел теплопостачання; зниження тепловтрат в інженерних мережах шляхом поступового переходу на сучасні трубопроводи, зокрема й на теплові мережі з пінополіуретановою ізоляцією; оптимізацію режимів роботи мереж тепло- й водопостачання через впровадження систем автоматизованого керування і регульованого приводу насосних агрегатів, заміну насосів із завищеною встановленою потужністю; реконструкцію теплових пунктів із застосуванням ефективного тепломеханічного устаткування (наприклад, пластинчатих водонагрівачів); застосування в системах тепло- й водопостачання замість поверхневих теплообмінників (бойлерів) трансзвукових струминно-

форсуночних апаратів, що поєднують у собі одночасно функції теплообмінника і насоса та не мають обертових і тертьових частин; широке використання апаратури контролю й діагностики стану внутрішньої поверхні устаткування і систем тепло- і водопостачання; застосування новітніх методів і технологій для очищення від відкладень поверхні теплообмінного устаткування, котлів, систем водопостачання; заміну спрацьованої запірної арматури і санітарно-технічних пристроїв у квартирах та індивідуальних будинках; оптимізацію процесів горіння в топках котелень і впровадження оптимальних графіків регулювання з використанням засобів автоматики і контролю, перерозподіл теплових навантажень шляхом кільцювання теплових мереж; забезпечення режимів водопідготовки, заміну і прочищення мереж; проведення режимно-наладних робіт у теплових мережах та системах опалення й гарячого водопостачання будинків.

- *Використання нетрадиційних джерел енергії.*

Застосування таких джерел можна розглядати як один з перспективних напрямків енерго- і ресурсозбереження в житлово-комунальному господарстві, що є водночас одним з аспектів розв'язання екологічних проблем, їх можна використовувати для гарячого водопостачання побутових приміщень, літніх баз відпочинку, санаторіїв, плавальних басейнів, для нагрівання поливальної води в теплицях, житлових будинках, у котеджах та індивідуальних будинках, для підігріву мережної води в котельнях. Важлива роль у скороченні витрат енергоресурсів належить також теплонасосним установкам, що забезпечують ефективну утилізацію потенційного тепла довкілля, промислових і побутових стоків. Рентабельним джерелом електроенергії можуть слугувати вітроенергетичні установки. Один такий агрегат потужністю 5-10 кВт здатен забезпечити електроенергією середній котедж.

2. *Облік і регулювання споживання енергоресурсів і води.* Обов'язкове застосування приладів для обліку й регулювання споживання енергоресурсів передбачено Законом України "Про енергозаощадження" і комплексною державною програмою енергозаощадження. Першорядне значення має вибір пріоритетних об'єктів і заходів щодо енерго- і ресурсозбереження, що дають найбільший ефект, вибір оптимальної тактики оснащення приладами обліку за категоріями споживачів енергоресурсів і води. Розробляючи підпрограми забезпечення приладами у складі обласних, муніципальних і місцевих програм енергозаощадження, слід ви-



рішувати такі питання як: вибір і оптимізація номенклатури технічних засобів (приладів обліку, регулювання, засобів метрологічного забезпечення, засобів оперативного збору й обробки інформації і диспетчеризації тощо); оцінка обсягів потреби в технічних засобах; визначення необхідності в зміні схем тепло- й водопостачання для здійснення облікування приладами обліку, особливо поквартирного; визначення оптимальної черговості виконання робіт з урахуванням техніко-економічних обласних (муніципальних) можливостей. Аналіз показує, що в більшості випадків фактичне споживання тепла становить 30-60 % від розрахункових навантажень стосовно опалення і гарячого водопостачання. Як наслідок, скоротяться приписки в обсягах ресурсів, що їх поставляють тепло-, водопостачальні організації.

До числа першочергових завдань належить також оснащення приладами обліку введів у будинки і приміщення, зайняті організаціями бюджетної сфери. Уживання таких заходів дає бюджетним організаціям і муніципальним підприємствам економію платежів за тепло і воду від 15 до 60 %. На вводах у суспільні будинки варто також установлювати регулятори тиску, що до мінімуму скорочують надлишкові напори, які є причиною нераціональних витрат води з кранів і витоків із санітарно-технічної арматури. Обираючи конкретні прилади, слід ураховувати, що істотною складовою витрат на експлуатацію приладів є витрати на їхню періодичну перевірку, обсяг яких визначається тривалістю між повірками інтервалів, установлених для кожного приладу, і доступністю засобів перевірки.

Важливим складником є вибір оптимальних схем організації обліку енергоресурсів і експлуатації приладів. Вирішенню цього завдання мають передувати заходи щодо аналізу схем тепло- й водопостачання, визначення причин і джерел найбільших втрат, а також обґрунтування норм енергоресурсоспоживання для розглянутого об'єкта. Схеми організації обліку мають розроблятися для всіх рівнів споживання – теплового району, житлового мікрорайону, товариства власників житла, житлового будинку, квартири. У всіх випадках варто прагнути до мінімізації парку приладів обліку і до скорочення (уніфікації) їхньої номенклатури. Доцільно використовувати всі технічні й економічні можливості для створення автоматизованих систем оперативно-диспетчерського керування обліком і споживанням енергоресурсів і води з використанням сучасних засобів комунікації, телеметрії та комп'ютеризації.

В роботі [9] пропонуються такі основні заходи зі заощадження енергії та

тепла в побуті.

1. Утеплення житла.
2. Раціональне освітлення квартири.
3. Економія електроенергії при готуванні їжі.
4. Економія електроенергії при користуванні радіотелевізійною апаратурою.
5. Економія електроенергії при користуванні електропобутовими приладами.
6. Економія води.

В роботі [10] всі енергозаощаджуючі заходи в системах опалення, вентиляції та кондиціонування повітря об'єднуються в дві групи:

1. Зниження витрат енергоресурсів при виконанні технологічних процесів.
2. Економія енергоресурсів, що витрачаються в житлово-комунальному господарстві, громадських будівлях, а також при забезпеченні умов для виконання цих процесів.

*Перша група* включає заходи щодо переходу на енергозаощаджуючі технологічні процеси і устаткування; підвищенню ККД технологічних процесів або устаткування (при їх вдосконаленні); утилізації вторинних енергоресурсів для технологічних потреб, а також горючих відходів технологічного виробництва.

*До другої групи* входять енергозаощаджуючі заходи, що спрямовані на оптимізацію рівня теплозахисту в будівлях різного призначення; зниження втрат теплоти ізольованими теплопроводами; підвищення ККД котельних; пристрій переривистого опалювання; зниження витрат теплоти на нагрів зовнішнього повітря, що подається в будівлі; використання вторинних енергоресурсів для припливного повітря і в системах гарячого водопостачання; використання геотермальних вод і сонячної енергії для опалювання, вентиляції і кондиціонування повітря; вдосконалення систем опалювання, вентиляції і СКВ, включаючи диспетчеризацію і автоматизацію роботи цих систем.

В Україні чинним від 01.01.95 р. став стандарт ДСТУ 2155-93 «Методики визначення економічної ефективності заходів по енергозаощадженню», де, зокрема, наведено перелік основних заходів щодо енерго- та теплозаощадження у соціальній сфері та ЖКГ [11].

1. Здійснення енергозаощаджуючих заходів, що забезпечують виконання вимог відповідних державних стандартів, будівельних норм та правил для досягнення установлених питомих показників витрат енергоресурсів.

2. Організація обліку витрат енергоресурсів та автоматизоване управління енергоспоживанням у будівлях та системах інженерного обладнання.

3. Диспетчеризація управління системами інженерного обладнання на рівні мікрорайону, району, міста, включаючи створення автоматизованих систем управління технологічними процесами електро-, тепло-, водо-, газопостачання.

4. Застосування під час будівництва, реконструкції або капітального ремонту житлових та громадських споруд проектних рішень, конструкцій та ізоляційних матеріалів з підвищеним тепловим захистом та з урахуванням кліматичних зон і технологічних вимог.

5. Використання теплоутилізаційного обладнання у складі проектів будівель та споруд.

6. Залучення до паливно-енергетичного балансу нетрадиційних відновлюваних джерел енергії, місцевих видів палива, твердих побутових відходів та тепла міських стоків.

Застосування автономних інженерних систем у малоповерховій забудові міст і селищ, в житлових будинках сільської місцевості.

### 1.3. Вплив Кіотського протоколу на енергетичну галузь

Світове співтовариство всерйоз затурбувалося проблемою зміни клімату в середині 80-х років минулого століття. Власне, обґрунтовані тривоги та побоювання із приводу змін, що відбуваються із кліматом, висловлювалися кліматологами й раніше, але саме в 1980-х роках питання глобальної зміни клімату під впливом людської діяльності стало предметом світової політики й було внесено до порядку денного роботи ООН й інших міжнародних організацій. В 1988 р. Генеральна Асамблея ООН прийняла резолюцію 43/53 «Про захист глобального клімату в інтересах нинішнього й майбутнього поколінь людства» [12]. У тому ж році Всесвітня метеорологічна організація (ВМО) і Програма ООН по навколишньому середовищу (ЮНЕП) заснували Міжурядову групу експертів з питань зміни клімату (МГЕЗК), куди ввійшли

провідні експерти з різних країн. У 1990 р. МГЕЗК випустила «Першу оцінну доповідь», у якій підтвердила загрозу антропогенної зміни клімату й закликала до підготовки спеціальної глобальної угоди для вирішення цієї проблеми. Заклик був підтриманий Резолюцією Генеральної Асамблеї ООН 45/212, на підставі якої була розроблена Рамкова конвенція ООН про зміну клімату (РКЗК). Конвенція була прийнята в Ріо-де-Жанейро (Бразилія) в 1992 р. і набула чинності в 1994 р. У цей час до Конвенції приєдналося 195 країн.

На відміну від інших міжнародних екологічних угод (наприклад, Монреальської угоди про речовини, що руйнують озон), РКЗК не накладає обмежень або заборон на здійснення країнами-учасниками тих або інших видів економічної діяльності. При цьому РКЗК особливо підкреслює, що розвинені країни повинні відігравати провідну роль у боротьбі зі зміною клімату і його негативних наслідків. У якості мети Конвенція проголошує стабілізацію концентрації парникових газів в атмосфері на відносно безпечному для людини, навколишнього середовища й стійкого, поступального розвитку економіки рівні (хоча сам цей рівень у Конвенції не позначений). Крім того, Конвенція зобов'язує країни-учасниці вживати необхідних заходів з метою скорочення антропогенних викидів парникових газів, а також представляти в Секретаріат Конвенції дані про викиди парникових газів і про вжиті заходи з їх скорочення.

Однак, були потрібні більш чіткі орієнтири й механізми скорочення викидів. Для цього на Третій конференції сторін РКЗК у 1997 р. у м. Кіото (Японія) був прийнятий протокол, що одержав назву «Кіотський». Протокол встановлює для промислово розвинених країн, включених у Додаток I РКЗК, кількісні обмеження на викиди парникових газів на період з 2008 по 2012 р., виходячи із загальної мети – скоротити викиди парникових газів у цих країнах як мінімум на 5% нижче рівня 1990 р. Обмеження встановлюються у відсотках від базового року (у більшості випадків це 1990 р.) [13]. Так, країни Євросоюзу зобов'язалися в середньому за зазначений період не перевищити 92% викидів 1990 р., США – 93%, Японія й Канада – 94%, Росія, Україна, Туркменістан і Нова Зеландія – 100%, Норвегія – 101%, Австралія – 108%, Ісландія – 110%. Після цього на підставі статті 4 Кіотського протоколу країни Європейського союзу перерозподілили між собою вантаж скорочення викидів. Великобританія зобов'язалася скоротити викиди на 12,5% нижче рівня

1990 р., Австрія – на 13%, Німеччина й Данія – на 21%, Франція й Фінляндія зобов'язалися не перевищити рівень 1990 р., а Португалії, Греції, Іспанії й Ірландії дозволено викидати більше, ніж в 1990 р. Країни, що розвиваються, які беруть участь у Кіотському протоколі, в тому числі Індія, Бразилія й Китай, не мають обмежень на викиди парникових газів. Виключення становить Казахстан, що при ратифікації Кіотського протоколу в 2009 р. оголосив про намір взяти на себе зобов'язання по обмеженню викидів парникових газів на рівні із промислово розвиненими країнами.

Росія ратифікувала Кіотський протокол у листопаді 2004 р., 128-а за рахунком. Сьогодні в ньому беруть участь уже 185 країн, у тому числі всі країни СНД. США відмовилися ратифікувати Кіотський протокол.

Відповідно до вимог Кіотського протоколу [14] всі країни, що мають зобов'язання по обмеженню й скороченню викидів, зобов'язані щорічно подавати відомості про свої викиди в Секретаріат РКЗК. Для цілей Кіотського протоколу до парникових газів віднесені: вуглекислий газ ( $\text{CO}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), закис азоту ( $\text{N}_2\text{O}$ ), перфторвуглеці ( $\text{PFC}_s$ ), гидрофторвуглеці ( $\text{HFC}_s$ ) і гексафторид сірки ( $\text{SF}_6$ ). Для зручності обліку всі парникові гази перераховуються в еквівалент вуглекислого газу за допомогою відносних коефіцієнтів глобального потепління GWP (Global Warming Potential). Коефіцієнт GWP для вуглекислого газу дорівнює 1, метану – 21, закису азоту – 310, гидрофторвуглеців залежно від хімічної формули газу – від 140 до 11700, перфторвуглеців – від 6500 до 9200, гексафторида сірки – 23900. Крім даних про викиди основних парникових газів, необхідно також представляти відомості про викиди газів з непрямым парниковим ефектом: оксиду вуглецю ( $\text{CO}$ ), оксидів азоту ( $\text{NO}_x$ ), неметанових летючих органічних сполук ( $\text{NMVOC}_s$ ), оксидів сірки ( $\text{SO}_x$ ). На підставі даних про викиди основних парникових газів за 1990 р. (або інший рік, обраний у якості базового) розраховується квота на викиди на період з 2008 по 2012 р. (так звана «встановлена кількість»).

Кіотський протокол зобов'язує країни, що мають встановлені кількісні обмеження на викиди парникових газів, здійснювати політику й заходи, спрямовані на скорочення викидів, а також заходи щодо охорони й поліпшення природних поглиначів вуглекислого газу. До таких заходів належать, зокрема, підвищення енергоефективності, сприяння лісовідновленню, розробка, впровадження й використання нових і поновлюваних видів енергії, пере-

дових й інноваційних екологічно безпечних технологій та інші.

З метою оптимізації витрат на виконання зобов'язань по обмеженню й скороченню викидів Кіотський протокол припускає спільне виконання країнами своїх зобов'язань [14] (ст. 4), торгівлю викидами [14] (ст. 17) і спільне здійснення проектів зі скорочення викидів [14] (ст. 6). Крім того, у протоколі передбачено механізм чистого розвитку [14] (ст. 12), що дозволяє розвиненим країнам і країнам з перехідною економікою, що мають зобов'язання з обмеження викидів, інвестувати в проекти зі скорочення викидів і збільшення стоків парникових газів у країнах, що розвиваються, і зараховувати отримані скорочення в рахунок виконання своїх зобов'язань. Таким чином, у рамках Кіотського протоколу й на основі передбачених у ньому механізмів створюється своєрідний світовий вуглецевий ринок, на якому можуть обертатися квоти на викиди парникових газів і скорочення викидів.

При розробці параметрів Кіотського Протоколу міжнародні експерти в першу чергу враховували, що впровадження енергозберігаючих й екологічно чистих технологій можливе тільки при економічній вигідності даної програми. Спеціально для країн, що розвиваються, і розвинених країн, які ввійшли в дві підкатегорії (Додатки I й II) Рамкової Конвенції по Зміні Клімату (РКЗК), було розроблено три механізми по залученню фінансових ресурсів і сучасних технологій для модернізації галузей економіки країни, спрямованих на скорочення викидів шкідливих речовин у атмосферу.

На думку розробників, механізми Кіотського Протоколу повинні допомогти країнам, що розвиваються, модернізувати виробництво за рахунок розвинених країн.

Основним механізмом для країн, що розвиваються, став Механізм Чистого Розвитку (МЧР). Це означає, що сторони, включені в Додаток I, для яких встановлені ліміти на викиди, сприяють сторонам, не включеним у Додаток I, для яких немає обмежень на викиди, у реалізації проектів скорочення викидів парникового газу (ПГ). На основі досягнутих у результаті зазначених проектів скорочень (або поглинань), оформляються дозволи на викиди ПГ. Сторона, у якій реалізується проект МЧР, називається Приймаючою Стороною (ПС). Дозволом на викиди від реалізації проекту МЧР є Сертифіковане скорочення викидів (ССВ). Скорочення викидів повинне бути додатковим до будь-яких скорочень, які могли б мати місце під час відсутності сертифікова-

ного виду діяльності по проектах. Сторони Додатка І можуть використати ССВ із метою сприяння дотриманню їхніх кількісних зобов'язань по скороченню викидів ПГ за Кіотським протоколом. У результаті загальний ліміт на викиди ПГ Сторін Додатка І збільшується. На рис. 1.1 наведено план проведення проектів МЧР.

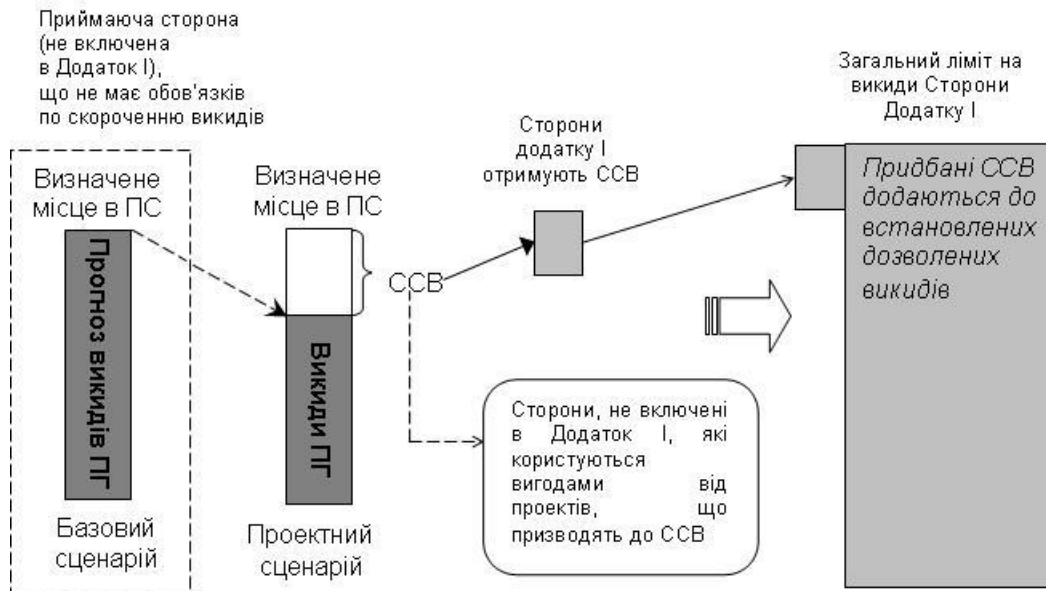


Рисунок 1.1 – Етапи роботи проектів МЧР

В умовах неможливості залучення інвестиційних ресурсів на міжнародному фінансовому ринку, Туркменістан може скористатися проектами МЧР як для модернізації вітчизняної енергетики, так і для скорочення викидів шкідливих речовин в атмосферу.

Проекти МЧР можуть бути корисні для вітчизняних підприємств у напрямку реалізації державної програми з лібералізації енергетичного ринку країни.

На даний момент можна простежити ситуацію, коли значно зростає частка енергії у виробництві продукції. І щоб робити конкурентний продукт підприємство повинне скорочувати споживання енергії.

При впровадженні проектів МЧР можливо як поліпшити екологію, так і скоротити витрати енергії для виробництва продукції.

Питання підвищення енергоефективності тісно пов'язані з політикою відносно зміни клімату, оскільки зміна клімату є найбільш значною екологічною проблемою, на яку впливає споживання енергії. Проекти МЧР й інші інстру-

менти політики відносно зміни клімату забезпечують додаткові фінансові стимули для здійснення проєктів підвищення енергоефективності. На сьогоднішній день діяльність у рамках програм підвищення енергоефективності означає, що використання підвищення енергоефективності як методу скорочення викидів парникових газів у країнах, включених і не включених у Додаток I, має великий потенціал скорочення витрат, пов'язаних із пом'якшенням наслідків викидів парникових газів. Численні дослідження потенціалу для підвищення енергоефективності показують, що енергоспоживання може бути скорочене на 15-20 % або більше при строках окупності менше 2-х років [15]. Такі скорочення економічно ефективні не тільки відносно енергозаощадження. Зменшення викидів CO<sub>2</sub> й інших забруднюючих речовин, що досягається у результаті цього скорочення, є додатковою вигодою. Крім того, ці вигоди виходять за рамки скорочення країнами викидів парникових газів, існують інші екологічні вигоди, пов'язані зі скороченням енергоспоживання (місцевий вплив на повітря, воду й землекористування), впровадженням нових технологій у важливих секторах і розвитком стійкої інфраструктури. Із цієї причини енергоефективність часто називають виграшним з економічних й екологічних міркувань варіантом заходів із пом'якшення наслідків зміни клімату.

Крім того, підвищення енергоефективності є важливою й економічно ефективною можливістю для Туркменістану скоротити не тільки викиди CO<sub>2</sub>, але й вплив інших факторів забруднення навколишнього середовища, викликаного енергетичними системами (наприклад, скидання стічних вод, окислення середовища й т.д.).

Первісні витрати на зниження рівня забруднення навколишнього середовища розрізняються по секторах економіки, у яких досягається скорочення. При оцінці таких первісних витрат варто враховувати вторинні ефекти, такі як поліпшення здоров'я й підвищення продуктивності. Навіть, якщо власник проєкту може одержати тільки непрямі вигоди від таких вторинних ефектів, характер цих ефектів може залучити інших учасників, таких як міністерства з питань охорони здоров'я й безпеки або навіть міжнародні інститути, що займаються питаннями зміни клімату. Це може бути використане для посилення підтримки проєкту й залучення, якщо буде потреба зовнішнього фінансування. Заходи, що мають особливо високий потенціал відносно скорочення викидів у секторах промисловості й централізованого теплопостачання, – це



конверсія палива (перехід з вугілля на газ), системи теплоелектростанцій (спільне вироблення), установка систем контролю й дії, що використовують у сфері попиту.

Таким чином, скорочення викидів  $\text{CO}_2$  за допомогою вживання заходів по підвищенню енергоефективності можна вважати важливим фактором для скорочення витрат при виробництві товарів і збільшення тим самим конкурентоздатності вітчизняних підприємств.

Хоча початкові витрати на енергоефективні технології можуть бути вищими, ніж на їх менш ефективні аналоги, більшість цих технологій рентабельні, якщо проаналізувати їх на підставі витрат на весь життєвий цикл. Зростаюче усвідомлення необхідності зменшення викидів  $\text{CO}_2$ , викликаних людською діяльністю, також, як і зростаюча заклопотаність високими цінами на паливо сприяли готовності політиків до просування енергоефективності.

Політичні заходи з енергоефективності допомогли досягненню значного енергозаощадження. Із часу нафтової кризи 1973 р. заходи з енергоефективності привели до значного скорочення реального споживання енергії (рис. 1.2) [16].

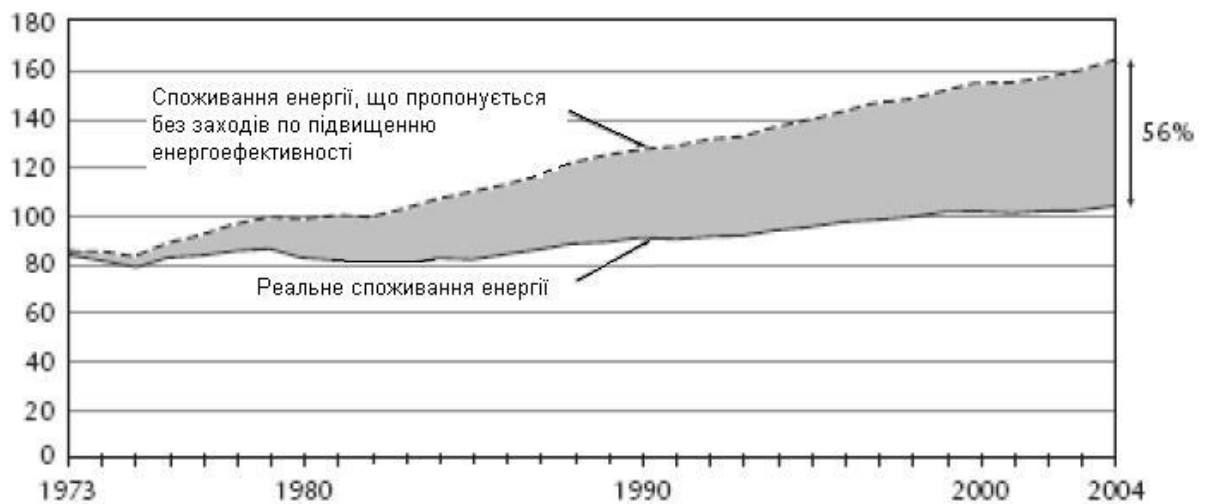


Рисунок 1.2 – Енергозаощадження завдяки ефективному використанню енергії з 1973 р.

Величезний потенціал підвищення енергоефективності на всіх етапах виробництва й використання енергії одержав широке визнання, але реалізація цього потенціалу є завданням всесвітнього масштабу.

Підвищення ефективного використання енергії належить до скорочення енергії, що використовується для даної послуги (опалення, освітлення та ін.) або рівня діяльності. Скорочення споживання енергії найчастіше асоціюється з технологічними змінами, але не завжди, оскільки воно також може стати результатом кращої організації й керування або економічних умов, що поліпшуються, у секторі («нетехнічні фактори»).

Для економістів енергоефективність має більш широке значення: вона включає всі зміни, які приводять до зменшення кількості енергії, що споживається для вироблення однієї одиниці економічної діяльності (наприклад, енергія, що використовується на одиницю ВВП або на одиницю доданої вартості) [16].

Енергоефективність асоціюється з економічною ефективністю й включає технологічні, поведінкові й економічні зміни.

Енергоефективність – це, насамперед, питання індивідуального поведіння, і відображає підґрунтя поведінки споживачів енергії.

Запобігання непотрібного споживання енергії або вибір найбільш ефективного устаткування для скорочення вартості енергії допоможе скоротити індивідуальне споживання енергії, без шкоди для індивідуального благополуччя.

В останнє двадцятиліття в розвинених країнах спостерігалось енергоефективне економічне зростання (на 1% приросту ВВП доводилося в середньому лише 0,4% приросту споживання енергоносіїв). У результаті енергоємність валового внутрішнього продукту в середньому у світі зменшилася за цей період на 19%, а в розвинених країнах - на 21-27% [13]. Туркменістан як одна з колишніх республік СРСР має значне відставання від розвинених країн у витратах енергії на одиницю виробленої продукції й з кожним роком розрив стає ще більшим.

Відзначену тенденцію можна пояснити рядом факторів:

1) в історично сформованій структурі економіки висока частка видобувної та хімічної галузі. Тільки за рахунок перерахованих трьох факторів енергоємність ВВП вища в порівнянні з розвиненими країнами на 30-40%;

2) недооцінка вартості енергоресурсів, насамперед газу, що не стимулює енергозаощадження;

3) наростаюча технологічна відсталість енергоємних галузей промисловості та житлово-комунального господарства, застосування застарілих технологій виробництва, значні втрати енергоресурсів, високий ступінь зношування основних фондів у всіх сферах економіки.

Найважливішим завданням й основним напрямком розвитку енергетичної політики держави є проведення енергозаощадження, його пріоритетне фінансування й прийняття відповідної правової бази. Енергозаощадження відіграє вирішальну роль у розробці моделі стійкого розвитку держави. Енергозаощадження (а точніше – підвищення ефективності використання палива й енергії) належить до числа вищих пріоритетів державної енергетичної політики на всю доступну для огляду перспективу. Це пов'язане з тим, що десятиліття неефективного використання енергоресурсів створили в Туркменістані величезний невикористаний потенціал енергозаощадження, що досягає, за різними оцінками, від 35 до 45% усього сучасного енергоспоживання країни. Цей потенціал обумовлений як технологічною недосконалістю основних виробничих фондів, так і традиційним енергомарнотратством і безгосподарністю, погано налагодженим і не забезпеченим сучасними технічними засобами обліком і контролем за використанням палива й енергії. Модернізації та вдосконаленню підлягає весь цикл перетворення енергії – від процесів спалювання палива й підвищення ефективності котлоагрегатів до систем транспорту енергоносія і його використання в кінцевих споживачів.

Перспективні напрямки енергозаощадження дозволять значно скоротити споживання енергетичних ресурсів: при впровадженні систем обліку й регулювання енергоспоживання – до 70%, при вдосконалюванні схем внутрішнього енергопостачання підприємств – до 20%. Реалізація наявного потенціалу дозволить із меншими витратами підвищити енергетичну безпеку країни при одночасному скороченні навантаження на навколишнє середовище, зменшенні викидів шкідливих речовин в усі сфери: повітря, воду й землю.

Існуючий потенціал енергозаощадження становить 360-430 млн. т умовного палива. Майже третя частина його зосереджена в паливно-енергетичних галузях (у тому числі чверть – в електроенергетиці й теплопостачанні), ще 35-37% – у промисловості й 25-27% у житлово-комунальному

господарстві).

Електроенергетична галузь перебуває повністю в державній власності й регулюється адміністративними методами. Уряд через Міністерство енергетики та промисловості й ДЕК «Туркмененерго» контролює весь процес виробництва, транспортування й розподілу електроенергії. Уряд має право на регулювання цін на електроенергію, її виробництво й розподіл, контролює електромережі, а також зберігає за собою відповідальність за здійснення інвестицій, робіт з ремонту й модернізації.

Згідно Кіотському протоколу Туркменістан повинен розробити й впровадити програму розвитку енергетичної галузі з урахуванням положень рамкової конвенції зі зміни клімату.

На даний момент існуюча в країні нормативно-правова база енергозаощадження недостатньо розвинена й не має прямої дії, тому вимагає або перегляду, або розробки додаткових підзаконних актів. Необхідно розробити національну програму по енергозбереженню, що буде встановлювати основні стратегічні завдання, приміром, щорічне зниження енергоємності ВВП на 3-5%, досягнення цільових показників енергоефективності в різних сферах економіки.

Правовою основою для впровадження енергоефективних заходів по енергозбереженню повинен служити закон про енергозаощадження, спрямований на заохочення енергозаощадження, створення основ для державного регулювання в області енергоспоживання й розвитку поновлюваної енергетики. Для стимулювання введення відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в енергобаланс країни, закон може передбачати податкові пільги для інвестицій у ВДЕ й звільнення від імпорتنих мит на устаткування для ВДЕ. Доцільно включити в національну програму енергоефективності ключові показники для впровадження ВДЕ, наприклад, нарощування ВДЕ в балансі країни на 1-2% за п'ятиліття.

Для інвестиційних заходів щодо енергоефективності й розвитку ВДЕ може служити державний фонд енергоефективності, що фінансується за рахунок доходів від експорту зекономленого палива.

Неодмінною умовою здійснення продуктивних заходів і стратегій в області енергоефективності є діючі інституціональні механізми. У цьому зв'язку необхідно заснувати в Туркменістані національний орган, який буде від-

повідальний за проведення державної політики в сфері ефективного використання енергетичних ресурсів й енергозаощадження. На короткостроковий період його пріоритетними завданнями можуть бути:

- 1) створення й функціонування єдиної системи нормування питомих витрат енергетичних ресурсів у різних сферах економіки;
- 2) створення системи моніторингу споживання енергоносіїв, удосконалення системи обліку й контролю за споживанням енергетичних ресурсів;
- 3) розробка заходів щодо енергоефективності й здійснення моніторингу їхнього виконання;
- 4) забезпечення частки ВДЕ в енергобалансі країни.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ ОПТИМІЗАЦІЙНИХ ЗАДАЧ У ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЦІ, ВДОСКОНАЛЕННЯ ТА РОЗРОБКА ЕКОНОМІКО- МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ

#### 2.1. Аналіз оптимізаційних задач у теплоенергетиці

*Економіко-математична модель* – це математичний опис економічного процесу чи явища з метою його дослідження та керування. Вона включає в себе систему рівнянь та нерівностей математичного опису економічних процесів і явищ, які складаються з набору змінних і параметрів [17-19].

*Оптимізаційна модель* дозволяє з декількох альтернативних варіантів вибрати найкращий варіант за будь-якою ознакою [17, 19-23]. Математична модель оптимізаційної задачі містить цільову функцію, обмеження та граничні умови. Цільова функція виражає критерій оптимальності, у якості якого найчастіше приймається *економічний критерій*, що являє собою мінімум витрат (фінансових, енергетичних, сировинних, трудових) на реалізацію поставленої задачі [20, 22-24].

Л.С. Хрильов, І.А. Смирнов виділяють такі *характерні особливості задач оптимізації систем теплопостачання* [22, 23, 25]:

- 1) складність і різноманіття зовнішніх і внутрішніх взаємозв'язків;
- 2) необхідність урахування чинника часу, що визначається властивостями систем теплопостачання;
- 3) неоднозначність більшої частини початкової інформації, що використовується при оптимізації систем теплопостачання, що зростає по мірі збільшення тривалості розрахункового періоду;
- 4) відповідність допустимої точності розв'язання задач, а, отже, і точності методів, що розробляються, з точністю показників, що враховуються.

Задача оптимізації систем теплопостачання представляє велику методичну складність у зв'язку з тим, що ці системи безперервно розвиваються в часі і характеризуються багатофакторною залежністю економічних показників як від схеми, типу устаткування і режиму роботи системи централізованого теплопостачання, так і від структури устаткування і режиму роботи енергетичної системи в цілому. Зміна основних початкових показників за роками

розрахункового періоду ще більше ускладнює завдання і робить необхідним проведення багатоваріантних розрахунків, що практично можливо тільки при застосуванні методів математичного моделювання за допомогою комп'ютерних програм.

Є.Я. Соколов вважає, що при розв'язуванні цих задач необхідно враховувати такі *особливості* [1, 22, 23]:

1) дискретність і цілочисельність результатів оптимізаційного розрахунку, оскільки кількість і одинична потужність турбін, казанів та іншого устаткування можуть виражатися тільки цілими числами;

2) нелінійність, що викликається наявністю багатьох нелінійних залежностей, наприклад, значення капіталовкладень в теплову мережу від теплової потужності джерела теплоти і щільності теплового навантаження;

3) динаміку, тобто розвиток системи тепlopостачання з урахуванням зростання теплових навантажень.

Для оптимізації теплофікаційних систем у вітчизняній практиці розроблено комплекс математичних методів і моделей, основні з яких [1]:

а) модель розвитку ТЕЦ, що дозволяє визначити оптимальну одиничну потужність ТЕЦ, склад і терміни введення основного устаткування;

б) модель розвитку котельних, що дозволяє знаходити оптимальну кількість і одиничну потужність казанів за термінами введення з урахуванням поступовості зростання теплового навантаження;

в) модель оптимізації магістральних теплових мереж, що дозволяє визначати оптимальний варіант розвитку теплових мереж з урахуванням динаміки зростання теплових навантажень.

А.І. Юфа, Д.Р. Носулько при комплексній оптимізації основних параметрів *систем централізованого тепlopостачання* (СЦТ) пропонують ввести такі *передумови* [23, 26]:

1. Оптимізаційні моделі розробляються окремо для водяних і парових СЦТ.

2. Водяні СЦТ розглядаються з двохтрубною закритою і однострубною відкритою системами ГВС. Це стало можливим після отримання результатів відсіваючих експериментів і рівноекономічності СЦТ з двохтрубними закритою і відкритою системами ГВС, а також із залежною і незалежною схемами включення систем опалювання. Однострубна система вивчається по схемі з

двохтрубною тепловою мережею в межах міської забудови. Регулювання відпуску теплоти здійснюється по графіку з температурною надбавкою, що припускає застосування двохступінчатої послідовної схеми включення підігрівача ГВС для закритої системи.

3. Для роздільної схеми енергопостачання передбачається розміщення районних водопідігрівальних котелень на газомазутному паливі в межах забудови (транзитні теплові мережі відсутні). У разі комбінованої схеми піково-резервні водопідігрівальні котельні розміщуються на тих же майданчиках, причому теплові мережі від них залишаються двохтрубними і для однострубною системи.

4. При здійсненні комбінованого вироблення електроенергії на теплому споживанні зниження потенційно можливої конденсаційної потужності турбін унаслідок недовикористання перепаду ентальпій між відборами теплофікацій і конденсатором практично не залежить від початкових параметрів пари. При цьому залежність питомого недовиробітку електроенергії від температури пари у відборі для різного тиску пари в конденсаторі з урахуванням ступінчастого підігріву мережевої води близька до лінійної. Отже, зміни, що вносяться відпуском теплоти з відборів турбін в баланс електричних потужностей енергосистеми, в порівнянні з роздільною схемою енергопостачання мало відрізнятимуться для різних типорозмірів турбін з різними початковими і однаковими кінцевими параметрами пари, встановлених на електростанціях, що працюють на різних видах палива.

5. Вибір виду палива, початкових і кінцевих параметрів пари, одиничних потужностей енергоагрегатів і електростанцій в цілому визначається головним чином тенденціями розвитку паливно-енергетичного комплексу, його паливної і енергомашинобудівної бази. Тому передбачається, що є або буде велика економічна електростанція і розглядається питання про доцільність її застосування для цілей теплофікації. При цьому усувається ефект розукрупнення одиничних потужностей агрегатів ТЕЦ в порівнянні із замінюваними КЕС, що ставить комбіновану схему енергопостачання в теоретично оптимальні умови у відсутність екологічних обмежень на розміщення електростанції при дальньому тепlopостачанні (на відміну від енергоджерел, що розміщуються в безпосередній близькості від міста). Це дає можливість коректно спростити розрахунки приведених витрат, віднесених на базове дже-



рело теплопостачання, шляхом визначення їх незалежно від типу і складу основного устаткування електростанції, а також виду спалюваного на ній палива.

6. Незначний вплив на економічність СЦТ зміни в широких межах одиничної потужності теплових пунктів дозволяє не розглядати їх в оптимізаційній моделі СЦТ і визначати капіталовкладення у внутрішньоміські водяні теплові мережі за допомогою формул, які апроксимують дані для матеріальних характеристик водяних теплових мереж у разі застосування місцевих теплових пунктів.

7. Капіталовкладення у водяні теплові мережі визначаються при оптимальних значеннях діаметрів транзитних трубопроводів і матеріальної характеристики внутрішньоміських теплових мереж. Таким чином, число параметрів, що безпосередньо оптимізуються, зменшується на два, оскільки розрахунки проводитимуться вже при оптимальних значеннях питомого падіння тиску на тертя як для транзитних, так і для внутрішньоміських мереж.

8. Витрати на абонентські установки приймаються пропорційними поверхні нагріву опалювальних приладів.

9. Витрати на компенсуючу потужність в електроенергетичній системі, що обумовлені відпуском теплоти з відборів турбін, оцінюються за допомогою замикаючих витрат на електроенергію.

10. Залежність річного коефіцієнта теплофікації від часового подається у вигляді апроксимації узагальнених даних поліномом другого порядку.

11. Теплові втрати в мережах і витрати на перекачування враховуються при визначенні діаметрів трубопроводів і матеріальних характеристик.

12. Враховується вплив ступінчастого підігріву мережевої води на середню температуру пари у відборі.

13. Основними чинниками для оптимізаційної моделі СЦТ приймаються: розрахункові теплові навантаження в гарячій воді і технологічній парі; числа годин використання максимуму теплових навантажень в гарячій воді та технологічній парі; довжини транзитних водяних (приведена) і парових (головна магістраль) теплових мереж, м; середня питома теплощільність за будови,  $\text{МВт/км}^2$ ; замикаючі витрати на паливо для районних і піково-резервних котелень,  $\text{грн/т}$ ; замикаючі витрати на компенсуючу електроенергію,  $\text{грн./}(\text{МВт}\cdot\text{ч})$ ; коефіцієнт, що характеризує питому вартість теплових ме-

реж, грн./м<sup>2</sup>.

14. Основні параметри СЦТ, що підлягають комплексній оптимізації: коефіцієнти теплофікації по навантаженнях в гарячій воді та технологічній парі; відношення розрахункових витрат мережевої води в подаючих лініях транзитних і внутрішньоміських водяних теплових мереж; розрахункова температура мережевої води в подаючій лінії внутрішньоміських теплових мереж; розрахункова температура води в зворотній лінії систем опалювання (або перепад температур у внутрішньоміській мережі); розрахунковий перепад тиску в паровій мережі, МПа.

Відповідно до загальноприйнятої ще в Радянському Союзі методики техніко-економічних розрахунків в енергетиці [1, 22, 25, 27-29] при оптимізації систем теплофікації і центрального тепlopостачання у якості *критерію оптимізації* приймаються приведені витрати, що визначаються за такими формулами:

1) при статичній постановці задачі, коли спорудження і освоєння продуктивності енергетичних об'єктів, що входять в систему тепlopостачання, здійснюються протягом одного року і в подальшому їх показники залишаються незмінними, тобто коли не враховується поступовість зростання теплових і електричних навантажень міста або промислового центру за роками розрахункового періоду:

$$B = E_n K + S, \quad (2.1)$$

де  $K$ ,  $S$  – відповідно сумарні капіталовкладення і експлуатаційні витрати, грн.;

$E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності, прийнятий для енергетики рівним 0,12;

2) при динамічній постановці задачі, коли розглядається розвиток системи тепlopостачання протягом заданого періоду і враховуються зміни по роках цього періоду рівнів тепло- і електроспоживання міста або промислового центру і різночасність капіталовкладень в споруджуванні об'єкти цієї системи:

$$B = E_n \sum_{t=1}^T (\Delta K^t + S^t) (1 + E_{n,n})^{T-t} + S_{n,\varepsilon}, \quad (2.2)$$

де  $\Delta K^t$ ,  $S$  – відповідно капіталовкладення і експлуатаційні витрати для  $t$ -го року, грн.;

$S_{н.е.}$  – експлуатаційні витрати в рік нормальної експлуатації, грн.;

$E_{н.п.}$  – нормативний коефіцієнт приведення, рівний 0,08;

$T$  – тривалість розрахункового періоду і одночасно рік приведення витрат.

Величина відрізняється деякою умовністю, оскільки для системи тепlopостачання, що розвивається, практично не існує періоду нормальної експлуатації в цілому для цієї системи, вона розвиватиметься і в будь-який рік  $T + \tau$ ; при  $\tau = 1, 2, \dots, L$ , тобто за межами даного ряду років  $T$ . При виконанні розрахунків в неї включаються сумарні експлуатаційні витрати за рік  $T+1$ .

За наявності ряду варіантів розвитку системи теплофікації і централізованого тепlopостачання вибір оптимального з них проводиться за мінімумом приведених витрат

$$B = \min(B_i); i = \overline{1, J}, \quad (2.3)$$

де  $B_i$  – приведені витрати для  $i$ -го варіанту розвитку системи тепlopостачання, грн.;

$J$  – число даних варіантів.

У ряді випадків при порівнянні різних варіантів розвитку системи тепlopостачання за значенням приведених витрат може виявитися, що в цих варіантах деякі з даних об'єктів залишаються незмінними як за своєю продуктивністю, так і термінами спорудження. Тому витрати, що відносяться до них, можна вважати за постійні ( $B_n$ ) і при порівнянні варіантів не враховувати в сумарних витратах, необхідних на розвиток системи тепlopостачання. Тоді формула (2.3) прийме наступний вигляд:

$$\Delta B = B - B_n = \min(\Delta B_i); i = \overline{1, J}. \quad (2.4)$$

Такий методичний прийом зазвичай використовується в енергетичних розрахунках. Він дозволяє більш обґрунтовано вибрати оптимальне рішення, особливо в тих випадках, коли дані варіанти містять істотну частку постійних витрат і в той же час близькі за величиною сумарних витрат.

Є.Я. Соколов, крім мінімальних річних розрахункових витрат, також виділяє мінімальні питомі розрахункові витрати  $\epsilon$ , тобто витрати, що віднесені до одиниці теплової енергії, що відпускається, або одиниці встановленої потужності (для ТЕЦ) і т.п. [1]. В цьому випадку оптимізаційні розрахунки спрощуються, оскільки умова досягнення рівного корисного відпуску енергії споживачам виконується автоматично.

Оптимізаційну задачу можна сформулювати в загальному вигляді [18-21, 24]:  
 знайти змінні  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , що задовольняють системі нерівностей (рівнянь)

$$\varphi_i(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \leq b_i, i = 1, 2, \dots, m \quad (2.5)$$

і звертають в максимум (або мінімум) цільову функцію, тобто

$$Z = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \rightarrow \max(\min). \quad (2.6)$$

(Умови невід'ємності змінних, якщо вони є, входять в обмеження (2.5)).

Розглянемо основні типи економіко-математичних моделей оптимізаційних задач у теплоенергетиці.

1. *Лінійні оптимізаційні задачі.* Якщо критерій ефективності  $Z = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  (2.6) являє собою лінійну функцію, а функції  $\varphi_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$  у системі обмежень (2.5) також лінійні, то така задача є *задачею лінійного програмування (ЗЛП)* [17-21, 24, 30]. Лінійна математична модель в загальному випадку має такий вигляд:

$$Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \text{extr}, \quad (2.7)$$

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i & (i = 1, 2, \dots, k) \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i & (i = k + 1, k + 2, \dots, m) \end{cases}, \quad (2.8)$$

$$x_j \geq 0 (j = 1, 2, \dots, l; \quad l \leq n). \quad (2.9)$$

ЗЛП формулюється таким чином: знайти екстремальне значення лінійної цільової функції (2.7) при обмеженнях (2.8), що задані у вигляді лінійних рівнянь або нерівностей, та умов невід'ємності змінних (2.9). ЗЛП можна розв'язати за допомогою графічного методу, симплекс-методу або методу штучного базису.

Зокрема, Д.П. Кожемякін пропонує таку економіко-математичну модель оптимізації стратегічних варіантів функціонування та розвитку міської системи теплопостачання [31]:

1. Цільова функція – умова максимізації або мінімізації критеріальної функції:

$$Z = \sum_r^R c_r \cdot x_r \rightarrow \max(\min), \quad (2.10)$$

де  $r$  – індекс варіанту (стратегічного сценарію) теплопостачання споживачів ( $r = 1, \dots, R$ );

$c_r$  – величина критеріального показника за  $r$ -м варіантом теплопоста-

чання;

$x_r$  – інтенсивність використання  $r$ -го варіанту.

2. Умови і обмеження:

- сумарне значення інтенсивностей використання варіантів теплопостачання не повинне перевищувати одиниці:

$$\sum_r^R x_r \leq 1 \quad r = \overline{1, R}; \quad (2.11)$$

- об'єм вартості відпущеної теплової енергії в кінцевому році прогнозного періоду має бути не меншим від заданої сумарної (при застосуванні натуральних вимірників, наприклад Гкал, знак нерівності змінюється на рівність через дію нормативів в теплопостачанні):

$$\sum_r^R q_r \cdot x_r \geq Q, \quad (2.12)$$

де  $q_r$  – об'єм вартості відпущеної теплової енергії в кінцевому році прогнозного періоду за  $r$ -м варіантом теплопостачання;

$Q$  – сумарна потреба споживачів теплової енергії, яка складається з об'єму тепла, що відпускається, централізованим ( $Q_c$ ) і децентралізованим ( $Q_a$ ) способами, тобто  $Q = Q_c + Q_a$ ;

- сумарний об'єм витрат  $k$ -го вигляду на реалізацію  $r$ -го варіанту не повинен перевищувати заданої величини  $P_k$  при централізованому способі теплопостачання:

$$\sum_r^R p_{rk} \cdot Q_c \cdot x_r \leq P_k, \quad k = \overline{1, K}, \quad (2.13)$$

де  $p_{rk}$  – питомі витрати  $k$ -го виду на 1 Гкал відпущеного тепла;

$P_k$  – задане обмеження за витратами  $k$ -го виду;

- сумарний об'єм витрат  $s$ -го виду на реалізацію  $r$ -го варіанту не повинен перевищувати заданої величини  $P_s$  при децентралізованому способі теплопостачання:

$$\sum_r^R p_{rs} \cdot Q_a \cdot x_r \leq P_s, \quad s = \overline{1, S}. \quad (2.14)$$

Як відомо, ця постановка задачі дозволяє використовувати для її розв'язання методи лінійного програмування, проте для формування матриці задачі потрібна розробка безлічі способів (варіантів) теплопостачання, що розрізняються рівнями централізації та децентралізації, витратами всіх видів.

2. Транспортні задачі теплоенергетики. Транспортна задача (ТЗ) – це

задача відшукування таких шляхів перевезення продукту від пунктів виробництва до пунктів споживання, при яких загальна вартість перевезень виявляється мінімальною [18-21, 24, 26, 30]. Стосовно СЦТ цю задачу можна сформулювати таким чином [24, 26]. Є  $m$  джерел теплоти та  $n$  її споживачів. Задано теплові потужності  $A_i$  кожного джерела теплоти і потреби  $B_j$  кожного споживача, а також питомі приведені витрати (або експлуатаційні витрати) на транспортування одиниці теплової потужності від  $i$ -го джерела до  $j$ -го споживача  $c_{ij}$ . Потрібно визначити потоки теплової потужності  $x_{ij}$  від джерел до споживачів, що забезпечують мінімум сумарних приведених витрат (або експлуатаційних витрат) в СЦТ,

$$Z = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij} \rightarrow \min. \quad (2.15)$$

за умов повного задоволення потреб споживачів теплової потужності від джерел теплоти:

$$\sum_{i=1}^m x_{ij} = B_j, \quad (2.16)$$

повного використання потужності кожного джерела теплоти для забезпечення споживачів:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} = A_i, \quad (2.17)$$

невід'ємності потоків теплової потужності від джерел до споживачів:

$$x_{ij} \geq 0, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}. \quad (2.18)$$

Вирази (2.15) – (2.18) являють собою математичну модель ТЗ. Для її розв'язання застосовують метод потенціалів.

Розглянемо просту модель ЗЛП транспортного типу – *задачу про призначення* [24, 26] для оптимального розподілу основного устаткування джерел теплоти  $(i = \overline{1, n})$  по об'єктах їх будівництва  $(j = \overline{1, n})$  вигляду

$$Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n B_{ij} x_{ij} \rightarrow \min$$

за умов

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} = 1, i = \overline{1, n}, \quad (2.19)$$

$$\sum_{i=1}^n x_{ij} = 1, j = \overline{1, n}, \quad (2.20)$$

$$x_{ij} \geq 0, i = \overline{1, n}; j = \overline{1, n},$$

де  $B_{ij}$  – приведені витрати на встановлення й експлуатацію  $i$ -ї одиниці основного устаткування (наприклад, казана або турбіни) на  $j$ -му об'єкті;

$x_{ij}$  – булева змінна, що дорівнює 1 при установці  $i$ -ї одиниці основного устаткування на  $j$ -му об'єкті і 0 – в протилежному випадку (ця вимога в задачі про призначення виконується автоматично).

Умови (2.19) означають, що кожна  $i$ -а одиниця основного устаткування, яка намічена до виробництва, має бути використана. Умови (2.20) означають, що кожен  $j$ -й об'єкт будівництва СЦТ має бути забезпечений основним устаткуванням джерел теплоти. Для розв'язання задачі про призначення можуть бути використані ефективні алгоритми розв'язування транспортної задачі, наприклад метод потенціалів, угорський метод і ін.

3. *Нелінійні оптимізаційні задачі.* Якщо критерій ефективності (2.7) й (або) система обмежень (2.8) задаються нелінійними функціями, то маємо *задачу нелінійного програмування* [17-21, 24, 30]. Наприклад, у роботі А.І. Юфи математична модель СЦТ у загальному вигляді є сукупністю [26] цільової функції питомих приведених витрат на теплову енергію

$$z_T = f[X_{\omega_0}, Y_{\omega_0}(X_{\omega_0}), \omega_0]_{\theta_0} \rightarrow \min, \quad (2.21)$$

системи рівнянь нелінійних обмежень

$$\Phi_{\omega_0}[X_{\omega_0}, Y_{\omega_0}(X_{\omega_0}), \omega_0]_{\theta_0} = 0, \quad (2.22)$$

системи нерівностей

$$Y_{\omega_0}^* \leq [X_{\omega_0}, Y_{\omega_0}(X_{\omega_0}), \omega_0]_{\theta_0} \leq Y_{\omega_0}^{**}, \quad (2.23)$$

$$X_{\omega_0}^* \leq X_{\omega_0} \leq X_{\omega_0}^{**}, \quad (2.24)$$

схеми зв'язків у вигляді матриці інциденцій дуг орієнтованого графа, відповідного принциповій схемі, що вивчається СЦТ.

Тут  $\theta_0$  – сукупність чинників;

$\omega_0$  – сукупність якісних незалежних змінних, що характеризують структуру і схему СЦТ;

$X_{\omega_0}, Y_{\omega_0}$  – відповідно незалежні (параметри) і залежні кількісні змінні;

$\Phi_{\omega_0}$  – сукупність рівнянь балансового вигляду для всіх вузлів схеми СЦТ (вершин графа);

$Y_{\omega_0}^*, Y_{\omega_0}^{**}$  – діапазон можливих значень залежних кількісних змінних

(знак \* означає нижня, а \*\* – верхня межа);

$X_{\omega 0}^*$ ,  $X_{\omega 0}^{**}$  – обмеження на незалежні кількісні змінні (параметри).

Л.С. Попирін враховує в математичній моделі СЦТ (2.21) – (2.24) конструктивні параметри окремих елементів устаткування установки, що мають безперервний характер зміни або для яких може бути застосоване припущення про безперервність їх зміни в розглянутій області [23].

4. *Оптимізаційні задачі цілочислового програмування (ЗЦП)*. За змістом значної частини економічних задач, що належать до ЗЛП, компоненти розв'язку повинні виражатися в цілих числах, тобто бути цілочисловими [17-21, 24, 30]. Математична модель ЗЦП аналогічна лінійним та нелінійним моделям і містить цільову функцію, систему обмежень та граничні умови. Однак система обмежень у цих задачах доповнюється обмеженнями типу:

$$x_k - \text{ціле}, k = 1, 2, \dots, l, \quad (2.25)$$

де  $l$  – кількість цілочислових змінних,  $l \leq n$ ;

$n$  – загальна кількість змінних.

Для розв'язання ЗЦП використовують такі методи як метод відтинання та метод гілок і меж.

4.1. *Двійкові змінні*. Окремим випадком цілочислових задач є задачі, у яких шукані змінні можуть приймати не будь-які цілі значення, а тільки одне із двох: або 0, або 1. Такі змінні називаються двійковими або булевими [18-20].

Розповсюдженими задачами із двійковими змінними є задачі вибору оптимального рішення (варіанта) з певного числа заданих рішень (варіантів). Якщо варіант входить в оптимальне рішення, то двійкова змінна, що відповідає цьому варіанту, дорівнює 1. Якщо варіант не входить в оптимальне рішення, то відповідна двійкова змінна дорівнює 0. Наприклад, якщо лінія теплопередачі входить в оптимальну теплову мережу, то двійкова змінна, що відповідає цій лінії, дорівнює 1: якщо лінія теплопередачі не входить в оптимальну теплову мережу, то відповідна двійкова змінна дорівнює 0. На відміну від традиційних змінних  $x_i$ , двійкові змінні будемо позначати  $\delta_i$ , де  $i = 1, 2, \dots, n$ . Застосування двійкових змінних дозволяє накладати на розв'язувану задачу цілий ряд логічних умов типу «якщо ..., то ...».

Якщо в оптимальне рішення повинен входити один із двох ( $i$  й  $j$ ) варіантів, то сума змінних  $\delta_i + \delta_j = 1$ . Якщо в оптимальне рішення повинні входи-



ти й  $i$ -й, і  $j$ -й варіанти, то сума змінних  $\delta_i + \delta_j = 2$ . Якщо в оптимальне рішення може входити або не входити, кожний із двох ( $i$  й  $j$ ) варіантів, то сума змінних  $\delta_i + \delta_j \geq 0$ . Якщо при вході (не вході) в оптимальне рішення  $i$ -го варіанта в це рішення повинен увійти (не увійти) і  $j$ -й варіант, то  $\delta_i = \delta_j$ .

Аналогічні умови можна записати для трьох і більше варіантів. Якщо з  $n$  можливих варіантів в оптимальне рішення повинні входити тільки  $m$  варіантів ( $m < n$ ), то  $\delta_1 + \delta_2 + \dots + \delta_n = m$ .

Очевидно, що кількість логічних умов типу «якщо ... , то ...» не обмежено.

**4.2. Дискретні змінні.** У ряді практичних оптимізаційних задач заздалегідь відомий набір припустимих рішень, з яких потрібно вибрати оптимальне рішення [18-20]. Наприклад, один тепловий пункт заданої потужності  $Q_k$  можна розмістити у вузлах 1, 2, ...  $n$  системи тепlopостачання. Потрібно вибрати оптимальний вузол розміщення теплового пункту відповідному обраному критерію. В ряді інших задач шукані змінні можуть приймати не будь-які, а тільки певні значення, з яких потрібно вибрати значення змінних, що відповідають оптимальному рішенню. Наприклад, у заданому вузлі системи тепlopостачання потрібно встановити тепловий пункт, потужність якого може дорівнювати значенням  $Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn}$ . Із цього ряду потрібно вибрати оптимальне значення потужності теплового пункту, яке відповідає обраному критерію.

Зазначені задачі належать до задач вибору варіантів із числа заданих і розв'язуються методами дискретного програмування. У цих методах поряд із традиційними змінними використовуються двійкові змінні, можливості яких розглянуті в п. 4.1. Математична модель задач дискретного програмування аналогічна розглянутим вище моделям і містить цільову функцію, систему обмежень і граничні умови. Залежності між змінними в цільовій функції й системі обмежень можуть бути як лінійними, так і нелінійними. Значення дискретних змінних, що задаються, можуть бути будь-якими, у тому числі й цілочисловими.

Цільова функція містить у собі й дискретні  $x_1, x_2, \dots, x_n$  і двійкові змінні  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$

$$Z(x_1, x_2, \dots, x_n, \delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n) \rightarrow \text{extr.} \quad (2.26)$$



Розглянемо конкретну ситуацію, рис. 2.1, де 1 – підприємство, що вводиться в дію на першому етапі розвитку мережі (наприклад, на першому році проміжку часу, що розглядається): 2 – те саме, але на другому: А – вузол діючої теплової мережі (тепловий пункт), до якого можна здійснити підключення.

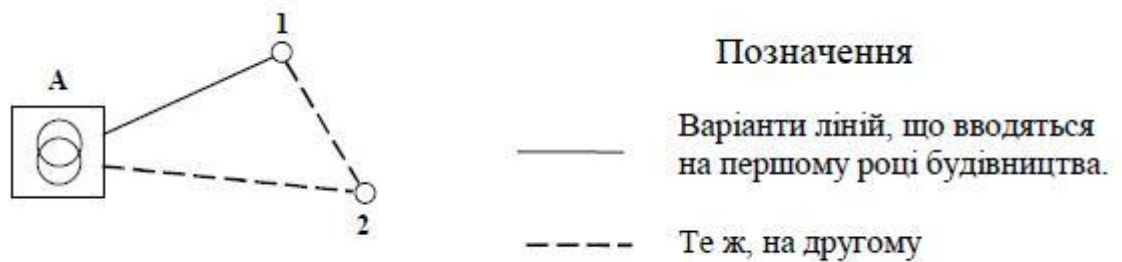


Рисунок 2.1 – Можливі варіанти розвитку теплової мережі

В детальному вигляді задача, до розв'язання якої можна застосувати метод динамічного програмування, полягає в тому, що:

- дана система (обмежена множина взаємопов'язаних елементів), стан якої характеризується вектором параметрів стану –  $W$ ;
- її необхідно перевести з вихідного стану  $U_0$ , який характеризується вектором  $W_0$ , в кінцевий  $U_n$ , що характеризується вектором  $W_n$ ;
- процес переходу можна розбити на послідовність  $n$  етапів, а стан системи за результатами кожного етапу позначимо як  $U_1, U_2, \dots, U_n$ ;
- перехід системи з одного стану до іншого відбувається внаслідок реалізації відповідних рішень  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , де  $X_1, X_2, \dots, X_n$  – вектор змінних, відповідно, першого, другого та  $n$ -го етапів розв'язування задачі;
- реалізація вектора рішень  $X_1$  переводить систему зі стану  $U_0$  в стан  $U_1$ , вектора  $X_2$  – із стану  $U_1$  в стан  $U_2$  і т.д.;
- в цілому переведення системи зі стану  $U_0$  в стан  $U_n$  відбувається в результаті реалізації вектора рішень:

$$X^T = (X_1 \ X_2 \ \dots \ X_n).$$

У задачах динамічного програмування вважають, що стан системи в кінці  $i$ -го етапу залежить лише від стану системи для  $(i - 1)$ -го етапу, який характеризується вектором  $W_{i-1}$  та вектора  $X_i$ . Така властивість системи називається *відсутністю післядії*.

Змінюючи значення компонент вектора  $X$ , можна отримати ефективність процесу переходу зі стану  $U_0$  в стан  $U_n$ , яка повинна бути кількісним показником –  $f(W_0, X)$ , який бажано максимізувати чи мінімізувати. Показник ефективності  $i$ -го етапу, що залежить від  $W_{i-1}$  та вектора  $X_i$ , що вибраний на даному етапі, позначимо як  $f_i(W_{i-1}, X_i)$ . В задачі динамічного програмування залежність  $f(W_0, X)$  може бути *адитивною*, тобто

$$f(W_0, X) = \sum_{i=1}^n f_i(W_{i-1}, X_i). \quad (2.29)$$

Схематично задача динамічного програмування зображена на рис. 2.2.

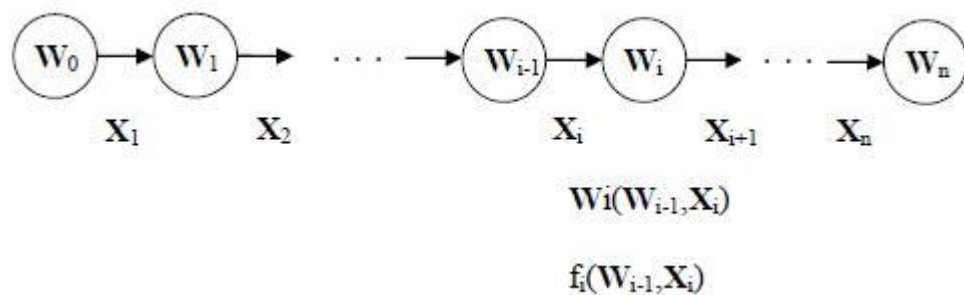


Рисунок 2.2 – Схематичне зображення процесу для методу динамічного програмування

Задачу динамічного програмування можна сформулювати таким чином: *визначити сукупність допустимих рішень –  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , що переводять систему з початкового стану  $U_0$  в кінцевий  $U_n$ , мінімізуючи (максимізуючи) показник ефективності  $f$ .*

6. *Оптимізаційні задачі при випадковій вихідній інформації.* Досить часто вихідна інформація або її частина являють собою випадкові величини або випадкові функції [18-20, 24, 30]. Зокрема, потужності навантажень в системі теплопостачання, що проектується, можна вважати випадковими величинами, а зміни в часі тиску у вузлах існуючої системи теплопостачання – випадковими функціями. Для розв'язання оптимізаційних задач при випадковій вихідній інформації використовують *методи стохастичного програмування*.

Якщо коефіцієнти  $c_i$  цільової функції є випадковими величинами, то шукають екстремальне значення математичного очікування цільової функції:

$$M[Z] \rightarrow \text{extr}. \quad (2.30)$$

Якщо коефіцієнти системи обмежень є випадковими величинами, то

для кожного  $j$ -го обмеження задається значення ймовірності  $P_{\text{зад } j}$ , з яким повинно виконуватися це обмеження. Ймовірність виконання кожного  $j$ -го обмеження повинна бути не менше заданої:

$$P(a_{j1}x_1 + a_{j2}x_2 + \dots + a_{jn}x_n \leq b_j) \geq P_{\text{зад } j}, j = \overline{1, m}. \quad (2.31)$$

Граничні умови в практичних оптимізаційних задачах, як правило, не містять випадкових величин і записуються без змін:

$$d_i \leq x_i \leq D_i, i = \overline{1, n}. \quad (2.32)$$

#### *Детермінований еквівалент стохастичної задачі*

Стохастичні задачі, математичні моделі яких представлені у вигляді (2.30)-(2.32), безпосередньо розв'язані бути не можуть. Як правило, задачі з випадковою вихідною інформацією зводять до їхнього детермінованого еквівалента. Для цього випадкові величини замінюються їхніми характеристиками (математичним очікуванням, стандартним відхиленням) і вважається, що випадкова величина має нормальний закон розподілу.

Якщо випадковими величинами є коефіцієнти  $c_i$  цільової функції, то ці коефіцієнти замінюються їхніми математичними очікуваннями. У результаті такої заміни одержимо детермінований еквівалент цільової функції

$$M[Z] = M[c_1]x_1 + M[c_2]x_2 + \dots + M[c_n]x_n \rightarrow \text{extr}. \quad (2.33)$$

Для кожного  $j$ -го обмеження задається ймовірність  $P_{\text{зад } j}$ , з якою повинно виконуватися це обмеження. За значенням  $P_{\text{зад } j}$  знаходиться значення стандартної випадкової величини  $\eta$ . З урахуванням співвідношення  $s = M[s] + \eta\sigma[s]$  здійснюється перехід від стандартної випадкової величини  $\eta$  до випадкових величин оптимізаційної задачі  $a_{ij}$  і  $b_j$ .

Якщо випадковою величиною є коефіцієнти  $b_j$ , то детермінований еквівалент  $j$ -го обмеження буде мати вигляд

$$a_{j1}x_1 + a_{j2}x_2 + \dots + a_{jn}x_n \leq M[b_j] + \mu\sigma[b_j], j = \overline{1, m}. \quad (2.34)$$

Якщо випадковою величиною є коефіцієнти  $a_{ij}$ , то детермінований еквівалент  $j$ -го обмеження буде мати вигляд

$$M[a_{j1}]x_1 + M[a_{j2}]x_2 + \dots + M[a_{jn}]x_n + \eta(\sigma[a_{j1}]x_1 + \sigma[a_{j2}]x_2 + \dots + \sigma[a_{jn}]x_n) \leq b_j, j = \overline{1, m}. \quad (2.35)$$

Граничні умови залишаються без зміни у вигляді

$$d_i \leq x_i \leq D_i, i = \overline{1, n}.$$

Таким чином, математична модель стохастичної задачі зводиться до детермінованого еквівалента (2.33)-(2.35).

Слід зазначити, що в основній масі стохастичних задач далеко не всі коефіцієнти  $c_i, a_{ji}, b_j$  ( $i = \overline{1, n}; j = \overline{1, m}$ ) можуть бути випадковими величинами. Часто такими величинами можуть бути один або кілька коефіцієнтів.

### 7. Оптимізаційні задачі при недетермінованій вихідній інформації

У реальних оптимізаційних задачах часто доводиться шукати розв'язок в умовах невизначеності. Основною причиною невизначеності є недолік вихідної інформації. В теплоенергетиці прикладом невизначеної (недетермінованої) інформації може служити перспективне зростання потужностей в теплоенергетичній системі, що розвивається.

Для розв'язання оптимізаційних задач із недетермінованою інформацією методи математичного програмування не придатні. Тут використовується обчислювальний апарат теорії ігор [17-21, 24, 30].

Якщо вибрано представницьку множину умов створення і функціонування теплоенергетичної установки ( $B_1, \dots, B_d, \dots, B_D$ ), то далі за допомогою математичної моделі енергоустановки і детермінованих алгоритмів оптимізації можна знайти для кожної умови своє оптимальне рішення  $X_k$  [24, 33]. Набуті в результаті розрахунків значення приведених витрат по енергоустановці  $Z_{kd}$  зручно звести в *матрицю можливих рішень* (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Матриця можливих рішень

Оптимальний розв'язок	Варіант вихідних умов					
	$B_1$	$B_2$	...	$B_d$	...	$B_D$
$X_1$	$Z_{11}$	$Z_{12}$	...	$Z_{1d}$	...	$Z_{1D}$
$X_2$	$Z_{21}$	$Z_{22}$	...	$Z_{2d}$	...	$Z_{2D}$
...	...	...	...	...	...	...
$X_k$	$Z_{k1}$	$Z_{k2}$	...	$Z_{kd}$	...	$Z_{kD}$
...	...	...	...	...	...	...
$X_K$	$Z_{K1}$	$Z_{K2}$	...	$Z_{Kd}$	...	$Z_{KD}$

Стовпці цієї матриці відповідають відібраним сукупностям початкових даних  $B_d$ , а рядки – можливим сукупностям параметрів  $X_k$ , що оптимізуються. На головній діагоналі матриці розташуються мінімальні значення приведених витрат ( $Z_{11}, \dots, Z_{kd}, \dots, Z_{KD}$ ) для кожної сукупності значень початкових

даних. Оскільки кінцевою метою оптимізації теплоенергетичної установки є вибір оптимальної сукупності термодинамічних, витратних і конструктивно-компонувальних параметрів, складу агрегатів і елементів устаткування, а також виду теплової схеми установки, то основним об'єктом аналізу повинен стати склад отриманих рішень ( $X_1, \dots, X_k, \dots, X_K$ ). Такий аналіз дозволяє встановити:

1. ступінь збігу результатів розрахунків, тобто виявити сукупність рішень по складу устаткування, виду теплової схеми і значенням параметрів, однакових або дуже близьких у всіх варіантах початкових умов; всі співпадаючі рішення можуть вважатися поза сумнівом економічними;
2. необхідність детальніших оптимізаційних розрахунків (на основі додаткової інформації, що використовується) для ряду елементів устаткування і значень параметрів, а також для деяких ділянок теплової схеми енергоустановки; насамперед уточненню підлягають рішення, що істотно розрізняються для даних поєднань початкових даних.

## 2.2. Удосконалення економіко-математичної моделі стабілізації існуючих тарифів на теплову енергію

В роботі [18] проведено економіко-математичне моделювання розрахунку рекомендованих нормативних обсягів виробництва теплової енергії на основі даних про загальну собівартість виробництва теплової енергії для ПАТ «Київенерго», наведених в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Типова структура собівартості 1 Гкал теплової енергії

Стаття витрат	Частка в загальній собівартості, %	Сума витрат для населення, грн.	Сума витрат для комерційних споживачів, грн.
Витрати на природний газ	70	192,6	386,5
Заробітна плата з відрахуваннями на соціальні заходи	20	55,03	110,43
Витрати на електричну енергію	10	27,52	55,21
Разом	100	275,15	552,14

При цьому вихідні дані можна представити в такому вигляді:  
знайти значення цільової функції

$$Z = 304,03 \times x_1 + 899,94 \times x_2 \rightarrow \max$$

при заданій системі обмежень

$$\begin{cases} 192,6 \times x_1 + 27,52 \times x_2 \leq 275,15, \\ 386,5 \times x_1 + 55,21 \times x_2 \leq 552,14, \\ 192,6 \times x_1 + 386,5 \times x_2 \leq 968,77, \\ 27,52 \times x_1 + 386,5 \times x_2 \leq 640,54, \\ x_j \geq 0; j = \overline{1,2}, \end{cases} \quad (2.36)$$

де  $Z$  – цільова функція, що відображає максимальний прибуток від реалізованих нормативних обсягів теплової енергії для населення та комерційних споживачів за діючими тарифами, грн.;

$x_1$  – нормативний обсяг теплової енергії для населення, який необхідно виробляти та реалізовувати в межах існуючої собівартості, Гкал;

$x_2$  – нормативний обсяг теплової енергії для комерційних споживачів, який необхідно виробляти та реалізовувати в межах існуючої собівартості, Гкал;

Перше обмеження стосується витрат природного газу та електричної енергії для виробництва 1 Гкал теплової енергії для населення. Відповідно, витрати цих двох видів палива не повинні бути більшими за існуючу загальну собівартість виробництва 1 Гкал теплової енергії для населення.

Ідентично будується друге обмеження.

Третє обмеження означає, що загальна середня вартість природного газу, який витрачається на виробництво 1 Гкал теплової енергії для населення та 1 Гкал теплової енергії для комерційних споживачів не повинні перевищувати середньої вартості палива для виробництва 2 Гкал теплової енергії.

Ідентично будується останнє, четверте, обмеження для загальної середньої вартості електричної енергії.

Отже, побудована математична модель виглядатиме, як класична задача лінійного програмування.

Тому для розв'язання поставленої задачі було вирішено скористатися програмою Microsoft Excel, який є частиною програмного пакету Microsoft Office. При цьому в якості інструменту для вирішення задачі було вибрано



вбудовану в програму Microsoft Excel процедуру “Пошук розв’язання” завдяки спрощеним можливостям, які він надає користувачеві [34].

Отримані результати розв’язання задачі наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Рекомендовані оптимальні нормативи для виробництва та реалізації теплової енергії в межах існуючої собівартості та можливий прибуток від реалізації теплової енергії при діючих тарифах

Нормативний обсяг теплової енергії для населення, який необхідно реалізовувати за тарифом 304,03 грн., Гкал	Нормативний обсяг теплової енергії для комерційних споживачів, який необхідно реалізовувати за тарифом 899,94 грн., Гкал	Можливий максимальний прибуток від реалізації нормативних обсягів теплової енергії для населення та комерційних споживачів, грн.
1,2	1,57	1780,37

У підсумку значення цільової функції складе 1780,37 грн. При цьому значення змінних  $X_1$  та  $X_2$  будуть дорівнювати 1,2 і 1,57 відповідно. Це значить, що існуючої собівартості виробництва 1 Гкал теплової енергії для населення було б достатньо для виробництва 1,2 Гкал теплової енергії за умови раціонального використання паливних ресурсів. Що ж стосується теплової енергії для комерційних споживачів, то існуюча собівартість її виробництва могла б розраховуватися не на 1 Гкал, а на 1,57 Гкал. Тоді стабільний прибуток від реалізації рекомендованих нормативних обсягів теплової енергії (2,77 Гкал) для населення та комерційних споживачів буде становити 1780,37 грн.

#### *Аналіз чутливості прийнятих рішень до зміни вхідних даних*

Неминучі коливання значень таких економічних параметрів, як ціни на продукцію і сировину, запаси сировини, попит на ринку і таке інше можуть привести до неоптимальності або непридатності колишнього режиму роботи. Для врахування подібних ситуацій проводиться аналіз чутливості, тобто аналіз того, як можливі зміни параметрів початкової моделі вплинуть на отримане раніше оптимальне рішення задачі лінійного програмування [31, 34].

Для розв’язання задач аналізу чутливості обмеження лінійної моделі класифікуються таким чином. Зв’язуючі обмеження проходять через оптимальну точку. Незв’язуючі обмеження не проходять через оптимальну точку. Аналогічно ресурс, що подається зв’язуючим обмеженням, називають дефі-

цитним, а ресурс, що подається незв'язуючим обмеженням, – недефіцитним. Обмеження називають надмірним в тому випадку, якщо його виключення не впливає на область допустимих розв'язків і, отже, на оптимальне рішення. Виділяють наступні три задачі аналізу на чутливість.

1. Аналіз скорочення або збільшення ресурсів:

- На скільки можна збільшити (обмеження типу  $\leq$ ) або зменшити (обмеження типу  $\geq$ ) запас *дефіцитного* ресурсу для поліпшення оптимального значення цільової функції?

- На скільки можна зменшити (обмеження типу  $\leq$ ) або збільшити (обмеження типу  $\geq$ ) запас *недефіцитного* ресурсу при збереженні оптимального значення цільової функції?

2. Збільшення (обмеження типу  $\leq$ ) запасу якого з ресурсів найвигідніше?

3. Аналіз зміни коефіцієнтів цільової функції: який діапазон зміни коефіцієнтів цільової функції, при якому не змінюється оптимальне рішення?

За допомогою процедури “Пошук розв’язання” програми Microsoft Excel було проведено аналіз чутливості значень цільової функції до зміни ресурсів та досліджено їх вплив [24, 35, 36] (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Рекомендовані оптимальні нормативи для виробництва та реалізації теплової енергії в межах існуючої собівартості та можливий прибуток від реалізації теплової енергії при діючих тарифах після аналізу чутливості

Нормативний обсяг теплової енергії для населення, який необхідно реалізовувати за тарифом 304,03 грн., Гкал	Нормативний обсяг теплової енергії для комерційних споживачів, який необхідно реалізовувати за тарифом 899,94 грн., Гкал	Можливий максимальний прибуток від реалізації нормативних обсягів теплової енергії для населення та комерційних споживачів, грн.
1,15	1,93	2089,26

Результати показали, що збільшення запасів природного газу та електричної енергії практично не впливає на прибуток від реалізації рекомендованих нормативних обсягів теплової енергії для населення та комерційних споживачів, у той час як збільшення загальної середньої вартості електричної

енергії на 138 грн призводить до збільшення прибутку від реалізації рекомендованих нормативних обсягів теплової енергії на 17% (2089,26 грн.). При цьому значення змінних  $X_1$  та  $X_2$  будуть дорівнювати 1,15 і 1,93 Гкал відповідно, тобто для підвищення прибутку потрібно зменшити обсяги теплової енергії для населення та збільшити її для комерційних споживачів.

Таким чином, за результатами проведених розрахунків можна запропонувати такі рекомендації щодо вибору оптимальної системи тепlopостачання у м. Києві:

1. Важливими проблемами для ПАТ «Київенерго» є неплатежі споживачів за теплову енергію та зростання цін на паливо. Також проблемою є невідповідність тарифів на теплову енергію для населення її собівартості. Тому ПАТ «Київенерго» слід звернути увагу на можливість і доцільність більш економного витрачання паливних ресурсів для виготовлення теплової енергії, зокрема для населення існуючої собівартості виробництва 1 Гкал теплової енергії було б достатньо для виробництва 1,2 Гкал, а для комерційних споживачів 1,57 Гкал замість 1 Гкал. Це надасть можливість отримувати більшу кількість теплової енергії, не змінюючи собівартість її виробництва, і, відповідно не змінюючи тарифи на її реалізацію.

2. Завдяки впровадженню побудованої економіко-математичної моделі на ПАТ «Київенерго», прибуток від реалізації рекомендованих обсягів теплової енергії для населення та для комерційних споживачів буде суттєво більшим, ніж за існуючих умов, а саме 1780,37 грн. Аналіз чутливості оптимального рішення до зміни вхідних параметрів показав, що для збільшення прибутку від реалізації рекомендованих нормативних обсягів теплової енергії ПАТ «Київенерго» потрібно збільшити загальну середню вартість електричної енергії на 138 грн, оскільки збільшення запасів природного газу та електричної енергії практично не впливає на прибуток.

2.3. Розробка економіко-математичної моделі оптимізації витрат на надання послуг з централізованого постачання гарячої води для населення м. Харкова з метою отримання максимального прибутку

Починаючи з 01.07.2014 р. було впроваджено нову систему тарифікації послуг з централізованого опалення та постачання гарячої води, що надають-

ся населенню КП “Харківські теплові мережі”.

Тарифи на послуги для населення з централізованого опалення та підігріву холодної води, що діяли до 01.07.2014 р., були встановлені та введені в дію з 05.03.2011 р. на основі Рішення Харківського міськвиконкому Харківської міської ради № 63 від 09.02.2011 р. шляхом часткового коригування витрат на підставі Постанови Національної комісії регулювання електроенергетики України № 1757 від 14.12.2010 р. в частині паливної складової не в повному обсязі (природний газ, покупна тепла енергія), без врахування зміни вартості електроенергії, рівня заробітної плати та деяких інших складових [37, 38]. Структуру цих тарифів наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Структура тарифів на послуги з централізованого опалення та постачання гарячої води, що надавалися населенню КП “Харківські теплові мережі” з 05.03.2011 р.

Тариф на послугу з централізованого опалення на 1 Гкал, грн. / Гкал	Тариф на послугу з централізованого опалення в опалювальний період, грн. / $\text{m}^2$ на рік	Тариф на послугу з централізованого опалення в міжопалювальний період, грн. / $\text{m}^2$ на рік	Тариф на послугу з централізованого постачання гарячої води, грн. / $\text{m}^3$
304,03	6,42	1,13	13,78

Проте, КП “Харківські теплові мережі” зазначило, що тарифи, зведені в табл. 1, були суттєво нижчими за економічно обґрунтований рівень ще станом на період їх затвердження, і покривали витрати підприємства лише на 80%.

Зокрема, серед факторів, які викликали необхідність у КП “Харківські теплові мережі” підвищити тарифи на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води для населення, було обґрунтовано такі:

- суттєве зростання вартості електричної енергії порівняно з вартістю, закладеною в попередніх тарифах для населення (в 2,4 рази);
- підвищення вартості газу (в 1,17 рази);
- збільшення витрат на покупну теплову енергію від ПАТ “Харківська ТЕЦ-5” (в 1,44 рази);
- підвищення вартості води, необхідної для надання послуг з гарячого

водопостачання, а також водовідведення (в 1,83 і 2,08 рази відповідно);

- збільшення рівня мінімальної заробітної плати (в 2 рази: з 605 грн. до 1218 грн.), а також підвищення відсотка внесків на загальнообов'язкове державне соціальне страхування (з 36,96% до 37,06%) [39].

Виходячи з цього, спираючись на Закон України “Про державне регулювання в сфері комунальних послуг” № 2479-VI від 09.07.2010 р., а також на зміни, що були внесені до повноважень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг (Нацкомпослуг), на підставі Закону України “Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення розрахунків за енергоносії” № 1198-VII від 10.04.2014 р., КП “Харківські теплові мережі” отримало можливість не тільки щодо встановлення тарифів на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії, але і повноваження щодо встановлення тарифів на послуги з централізованого опалення та гарячого водопостачання, починаючи з 26.04.2014 р. [40, 41].

Фактичне підвищення тарифів на послуги з централізованого опалення та гарячого водопостачання для населення було здійснено відповідно до Постанови Нацкомпослуг № 464 від 23.04.2014 р. “Про встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання для потреб населення КП “Харківські теплові мережі”. Затвердження розрахованих тарифів було здійснено в межах Постанови Нацкомпослуг “Про встановлення тарифів на послуги з централізованого опалення та послуги з централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню суб'єктами господарювання, які є виконавцями цих послуг” № 650 від 06.06.2014 р. [42, 43].

Відповідно, підприємство оприлюднило матеріали розрахунків річних економічно обґрунтованих витрат стосовно підвищення тарифів на послуги з централізованого опалення та постачання гарячої води для населення, що можна побачити в табл. 2.6 [44]. Зокрема, слід звернути увагу на те, що КП “Харківські теплові мережі” пропонує населенню з 01.07.2014 р. різнохарактерні тарифи на централізоване постачання гарячої води, з урахуванням наявності чи відсутності в квартирі рушника-сушильників. Якщо здійснити структурний аналіз собівартості послуг з централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню КП “Харківські теплові мережі”, починаючи з 01.07.2014 р., можна отримати результати, показані в табл. 2.7. Наочно результати структурного аналізу собівартості послуг з централізованого опалення та постачання гарячої води, що надаються населенню КП “Харківські теплові мережі” з 01.07.2014 р. за умови підключення рушника-сушильників

до систем гарячого водопостачання (ГВП), а також за відсутності рушникосушильників представлені на рис. 2.3 та рис. 2.4 відповідно.

Таблиця 2.6 – Структура тарифів на послуги з централізованого опалення та постачання гарячої води, що надаються населенню КП “Харківські теплові мережі” з 01.08.2014 р.

№ з/п	Найменування показника	Тариф на послугу з централізованого опалення на 1 Гкал, грн./ Гкал	Тариф на послугу з централізованого опалення, грн. / $\text{m}^2$ на рік	Тариф на послугу з централізованого постачання гарячої води за умови підключення рушникосушильників до систем ГВП, грн. / $\text{m}^3$	Тариф на послугу з централізованого постачання гарячої води за відсутності рушникосушильників, грн. / $\text{m}^3$
1	2	3	4	5	6
1.	Собівартість власної теплової енергії, врахована у встановлених тарифах на теплову енергію для потреб населення	290,39	43,90	15,67	14,37
2.	Витрати на утримання абонентської служби, усього, у т.ч.:	3,74	0,56	0,26	0,24
2.1	витрати на оплату праці	2,56	0,39	0,18	0,16
2.2	єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	0,95	0,14	0,07	0,06
2.3	інші витрати абонентської служби	0,23	0,04	0,02	0,02
3.	Витрати на періодичну повірку квартирних засобів обліку	-	-	0,33	0,31
4.	Витрати на придбання води для послуги з гарячого водопостачання	-	-	4,29	4,29
5.	Решта витрат, крім послуг банку	0,10	0,01	0,01	0,01

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6
6.	Собівартість послуг, без урахування послуг банку	294,22	44,48	20,55	19,21
7.	Розрахунковий прибуток, усього, у т.ч.:	11,62	1,76	0,63	0,57
7.1	прибуток у тарифі на теплову енергію для потреб населення	11,62	1,76	0,63	0,57
7.2	плановий прибуток на послугу, усього, у т.ч.:	-	-	-	-
8.	Послуги банку	6,24	0,94	0,43	0,40
9.	Повна планова собівартість послуг з урахуванням послуг банку	300,47	45,42	20,98	19,62
11.	Плановані тарифи на послуги, у т.ч. для послуги з централізованого опалення, без ПДВ:	312,09	47,18	21,61	20,19
11.1	вартість теплової енергії	302,01	45,65	-	-
11.2	решта складових тарифу	10,08	1,52	-	-
12.	Плановий тариф на послуги з централізованого опалення без будинкових приладів обліку т/е за місяць протягом опалювального періоду без ПДВ, грн. / $i^2$		за місяць:  7,98		
13.	Плановані тарифи на послуги, у т.ч. для послуги з централізованого опалення, з ПДВ	374,51	9,58	25,93	24,23

Таблиця 2.7 – Структурний аналіз собівартості послуг з централізованого опалення та постачання гарячої води, що надаються населенню КП “Харківські теплові мережі” з 01.07.2014 р.

№ з/п	Найменування статті витрат	Частка в загальній собівартості для послуг з централізованого постачання гарячої води за умови підключення рушничко-сушильників до систем ГВП, %	Частка в загальній собівартості для послуг з централізованого постачання гарячої води за відсутності рушничко-сушильників, %
1	2	3	4
1.	Собівартість власної теплової енергії, врахована у встановлених тарифах на теплову енергію для потреб населення	74,69	73,24
2.	Витрати на утримання абонентської служби	1,24	1,22
3.	Витрати на періодичну перевірку квартирних засобів обліку	1,57	1,58
4.	Витрати на придбання води для послуги з гарячого водопостачання	20,44	21,87
5.	Решта витрат, крім послуг банку	0,05	0,05
6.	Послуги банку	2,05	2,04
Разом		100	100

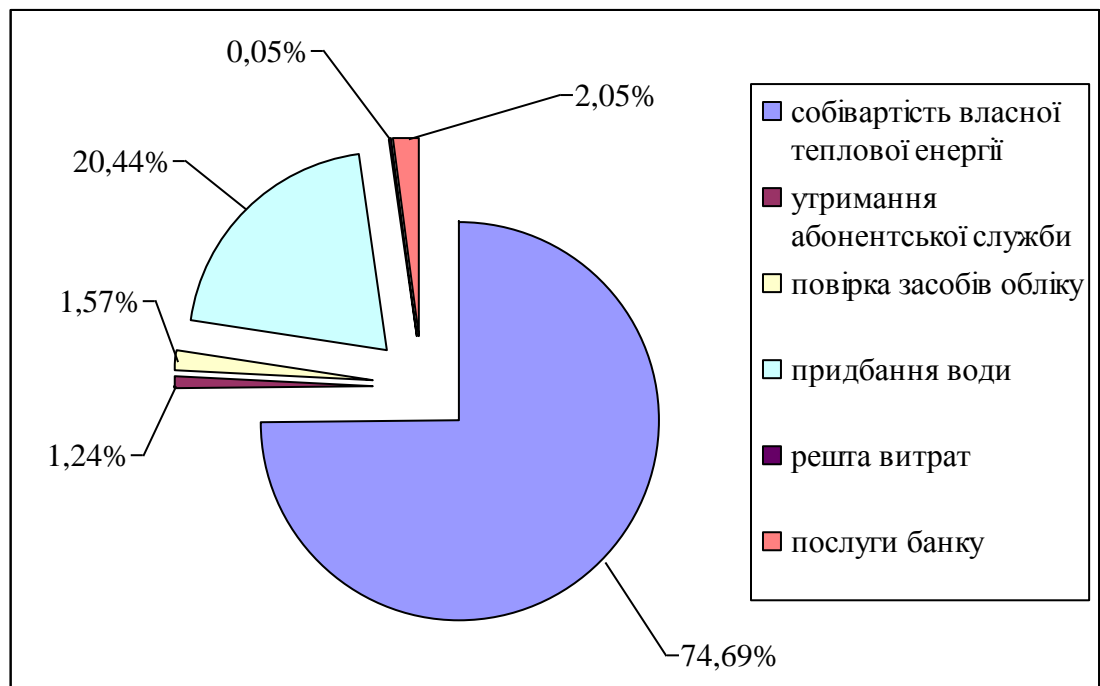


Рисунок 2.3 – Відсотковий склад собівартості послуг з централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню КП “Харківські теплові мережі” з 01.07.2014 р., за умови підключення рушничко-сушильників до систем



## ГВП

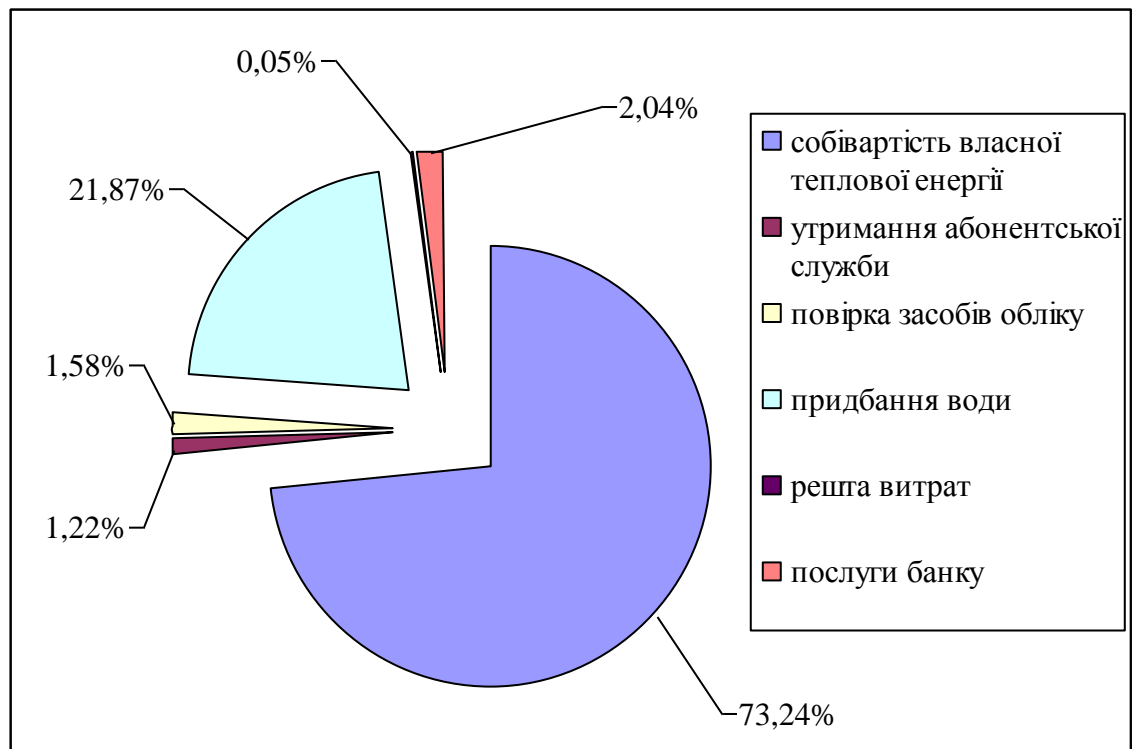


Рисунок 2.4 – Відсотковий склад собівартості послуг з централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню КП “Харківські теплові мережі” з 01.07.2014 р., за відсутності рушніко-сушильників

З табл. 2.7, а також рис. 2.3 та рис. 2.4 можна побачити, що частка в загальній собівартості для послуг з централізованого постачання гарячої води за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також для послуг з централізованого постачання гарячої води за відсутності рушніко-сушильників є орієнтовно однаковою.

Виходячи з того, що КП “Харківські теплові мережі” пропонує населенню нову систему тарифікації централізованого гарячого водопостачання з урахуванням наявності чи відсутності в житловому приміщенні рушніко-сушильників, проте, структура собівартості послуг у випадках з присутністю чи відсутністю у квартирах рушніко-сушильників є майже рівноцінною, доцільним слід вважати розрахунок очікуваного економічного ефекту від пропонуванних витрат.

Розрахунок доцільно здійснити за допомогою оптимізаційної математичної моделі. Сукупний економічний ефект від реалізації послуг з централізованого постачання гарячої води для населення за діючими з 01.07.2014

р. тарифами за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП чи їх відсутності, керуючись даними табл. 2.6, можна представити у вигляді відповідної цільової функції.

Обмеження математичної моделі повинні відображати той факт, що витрати на виробництво та централізоване постачання гарячої води в межах кожної зі статей собівартості на повинні бути вищими за їх статистичні річні межі.

В загальному випадку математична модель оптимізації витрат на виробництво та централізоване постачання гарячої води для населення м. Харкова за тарифами, що вступили в дію з 01.07.2014 р., з метою отримання максимального валового прибутку, виглядатиме так:

$$\begin{aligned}
 Z &= 25,93 \times x_1 + 24,23 \times x_2 \rightarrow \max \\
 \begin{cases} 15,67 \times x_1 + 14,37 \times x_2 \leq 25041626280, \\ 0,26 \times x_1 + 0,24 \times x_2 \geq 250440360, \\ 20,98 \times x_1 + 19,62 \times x_2 \leq 25296153960, \\ x_j \geq 0, j = \overline{1,2}, \end{cases} & \quad (2.37)
 \end{aligned}$$

де  $x_1$  — кількість кубометрів гарячої води за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, яку необхідно реалізувати населенню протягом року;

$x_2$  — кількість кубометрів гарячої води за відсутності рушніко-сушильників, яку необхідно реалізувати населенню протягом року.

Ліві частини обмежень цільової функції формувалися відповідно до даних табл. 2.7 і мають на увазі такі види витрат:

- витрати стосовно виробничої собівартості власної теплової енергії, які, відповідно, стосуються послуг з централізованого гарячого водопостачання за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності відповідно (перше обмеження);

- витрати на утримання абонентської служби для надання послуг з централізованого гарячого водопостачання за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності відповідно (друге обмеження);

- повна планова собівартість з урахуванням банківських послуг для надання послуг з централізованого гарячого водопостачання за умови підключення

чення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності відповідно (третє обмеження).

Праві частини обмежень обчислювалися за даними місячного розрахунку собівартості послуг з централізованого опалення та постачання гарячої води для населення, який оприлюднило ПАТ “Київенерго” (табл. 2.8) [45].

Таблиця 2.8 – Калькуляція собівартості послуг з централізованого опалення та постачання гарячої води, що надаються населенню ПАТ “Київенерго”

№ з/п	Найменування показника	Сума, тис. грн.
1.	Виробнича собівартість	2086802,19
1.1	Виробничі послуги	33839,55
1.1.1	у т.ч. витрати на ремонт	22431,43
1.2	Сировина та допоміжні матеріали	6575,03
1.3	Паливо (газ)	1865229,28
1.4	Енергія зі сторони	22630,03
1.5	Витрати на оплату праці	64803,15
1.6	Відрахування до соціальних фондів	24016,05
1.7	Амортизаційні відрахування	42751,38
1.8	Інші витрати	26957,72
2.	Адміністративні витрати	20870,03
2.1	Матеріальні витрати	4714,03
2.1.1	у т.ч. витрати на ремонти	367,65
2.2	Витрати на оплату праці	5045,41
2.3	Відрахування до соціальних фондів	1869,83
2.4	Амортизаційні відрахування	2517,56
2.5	Інші витрати	6723,19
3	Інші операційні витрати	340,61
3.1	Соціальний розвиток	340,61
Усього витрат собівартості		2108012,83

Відповідно до даних табл. 2.8, права частина першого обмеження розраховувалася шляхом помноження суми витрат для статті “Виробнича собівартість” на 12 місяців.

Аналогічно було обчислено праві частини другого та третього обмежень відповідно на основі місячних сум статей витрат “Адміністративні витрати” та “Усього витрат собівартості”.

Отже, перше обмеження математичної моделі означає, що річна собівартість власної теплової енергії, врахована у встановлених тарифах на теплову енергію для потреб населення, для послуг з централізованого гарячого водо-

постачання за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності не повинна бути вищою за річну виробничу собівартість теплової енергії.

Друге обмеження припускає, що річні витрати на утримання абонентської служби можуть бути вищими за річні адміністративні витрати, виходячи з того, що можливим є підвищення мінімального рівня заробітної плати.

Проте, в цілому, річна повна планова собівартість послуг з урахуванням послуг банку не повинна бути вищою за сукупні річні витрати собівартості централізованого гарячого водопостачання за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності.

Таким чином, було отримано типову математичну модель задачі лінійного програмування, для вирішення якої можна використовувати багато інструментів, вбудованих в різні програмні засоби.

Знаходження оптимального розв'язання побудованої математичної моделі оптимізації витрат на виробництво та централізоване постачання гарячої води для населення м. Харкова за тарифами, що вступили в дію з 01.07.2014 р., з метою отримання максимального валового прибутку здійснювалося на основі табличного процесору Microsoft Excel, зокрема, з використанням надбудови “Пошук розв'язання”. Відповідно, було отримано результати, показані в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Рекомендовані обсяги реалізації послуг з централізованого гарячого водопостачання для населення м. Харкова за тарифами, що були введені в дію з 01.07.2014 р.

Кількість кубометрів гарячої води за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, яку необхідно реалізувати населенню, м <sup>3</sup> / рік	Кількість кубометрів гарячої води за відсутності рушніко-сушильників, яку необхідно реалізувати населенню протягом року, м <sup>3</sup> / рік	Очікуваний максимальний валовий дохід від реалізації послуг централізованого гарячого водопостачання, грн.
110790355,641	5368709,120	3002877743,7

З табл. 2.9 можна побачити, що сукупний максимальний річний валовий дохід КП “Харківські теплові мережі” складе 30 028 77,74 тис. грн., і може бути досягнений за умови реалізації в 20,6 разів більшої кількості кубометрів гарячої води за умови підключення рушніко-сушильників до систем

ГВП.

При цьому було скориговано витрати КП “Харківські теплові мережі”, які було відображено в обмеженнях (табл. 2.10).

Таблиця 2.10 – Результати оптимізації витрат на виробництво та централізоване постачання гарячої води для населення м. Харкова за тарифами, що вступили в дію з 01.07.2014 р.

№ з/п	Найменування статті витрат	Початкова сума, грн.	Скоригована сума, грн.	Абсолютне відхилення (+,-)	Відносне відхилення, %
1.	Собівартість власної теплової енергії, врахована у встановлених тарифах на теплову енергію для потреб населення	2504162628	1813233222,9	-690929405,1	-27,6
2.	Витрати на утримання абонентської служби	25044036	30093982,66	5049946,655	20,2
3.	Повна планова собівартість послуг з урахуванням послуг банку	2529615396	2429715734,3	-99899661,73	-3,95

З табл. 2.10 можна побачити, що знаходження оптимального рішення побудованої математичної моделі дозволило суттєво знизити виробничу собівартість власної теплової енергії – на 27,6%. При цьому в розрахунок закладено перспективне підвищення мінімального рівня заробітної плати, внаслідок чого витрати на утримання абонентської служби можуть підвищитися на 20,2%.

Проте, незважаючи на це, загальна річна собівартість послуг з урахуванням послуг банку може знизитися орієнтовно на 4%.

Отже, за результатами розрахунків у КП “Харківські теплові мережі” є можливість отримати валовий прибуток в сумі 5 731 62,01 тис. грн. (табл. 2.11).

Таблиця 2.11 – Очікувані фінансові результати від реалізації послуг з централізованого гарячого водопостачання для населення м. Харкова за тарифами, що були введені в дію з 01.07.2014 р.

Валовий дохід, грн.	Повна собівартість, грн.	Валовий прибуток, грн.
3002877743,7	2429715734,3	573162009,4

Таким чином, побудована та розрахована модель оптимізації витрат на виробництво та централізоване постачання гарячої води для населення м. Харкова за тарифами, що вступили в дію з 01.07.2014 р., з метою отримання максимального прибутку, дозволить КП “Харківські теплові мережі”:

- визначити оптимальну річну кількість кубометрів гарячої води, необхідну для отримання максимального валового прибутку за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності;
- отримати максимальний річний валовий прибуток від реалізації послуг централізованого гарячого водопостачання за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності;
- оптимізувати річні витрати, необхідні для виробництва та постачання послуг щодо підігріву води;
- розрахувати очікувану суму річного валового доходу.

Розроблена економіко-математична модель оптимізації витрат на виробництво та централізоване постачання гарячої води для населення м. Харкова за тарифами, що вступили в дію з 01.07.2014 р. может бути рекомендована для використання при виборі оптимальної системи теплопостачання у м. Харкові.



Умова (3.3) невід'ємності змінних означає, що область допустимих розв'язків задачі належить першому квадранту системи координат двовірного простору. Цільова функція ЗЛП геометрично інтерпретується як сімейство паралельних прямих  $c_1x_1 + c_2x_2 = \text{const}$ .

З урахуванням властивостей розв'язків ЗЛП розв'язати ЗЛП графічно означає знайти таку вершину багатокутника розв'язків, у результаті підстановки координат якої в (3.1) лінійна цільова функція набуде  $\max$  ( $\min$ ).

*Алгоритм графічного методу розв'язування ЗЛП [17, 18, 21, 30].*

1. Побудуємо прямі лінії, рівняння яких одержимо заміною в обмеженнях (3.2) знаків нерівностей на знаки рівностей.
2. Визначимо напівплощини, що відповідають кожному обмеженню задачі.
3. Знайдемо багатокутник рішень ЗЛП.
4. Побудуємо вектор  $\bar{N} = (c_1; c_2)$ , що задає напрямок зростання значень цільової функції задачі.
5. Побудуємо пряму  $c_1x_1 + c_2x_2 = \text{const}$ , перпендикулярну до вектора  $\bar{N} = (c_1; c_2)$ .
6. Перемішуючи пряму  $c_1x_1 + c_2x_2 = \text{const}$  у напрямку вектора  $\bar{N} = (c_1; c_2)$  (для задачі максимізації) або в протилежному напрямку (для задачі мінімізації), знайдемо вершину багатокутника розв'язків (останню спільну точку графіка цільової функції й ОДР), де цільова функція досягає екстремального значення.
7. Визначимо координати точки, у якій цільова функція досягає максимального (мінімального) значення й обчислимо екстремальне значення цільової функції в цій точці.

*Переваги графічного методу розв'язування задач лінійного програмування:*

1. Він простий, наочний, дозволяє швидко й легко одержати відповідь.

*Недоліки графічного методу:*

1. Можливі "технічні" похибки, які неминуче виникають при наближеній побудові графіків.
2. Багато величин, що мають чіткий економічний зміст (такі, як залишки ресурсів виробництва, надлишок живильних речовин і т.п.), не виявляються при графічному розв'язуванні задач.



3. Саме головне – графічний метод неприйнятний для розв’язування практичних задач. Його можна застосувати тільки в тому випадку, коли число змінних у стандартній задачі дорівнює двом. Тому необхідні аналітичні методи, що дозволяють розв’язувати задачі лінійного програмування з будь-яким числом змінних і виявити економічний зміст вхідних у них величин.

*Симплекс-метод розв’язування ЗЛП.* Процес розв’язування задачі симплекс-методом має ітераційний характер: обчислювальні процедури (ітерації) одного й того самого типу повторюються в певній послідовності доти, доки не буде отриманий оптимальний план задачі або з’ясовано, що його не існує.

З властивостей розв’язків ЗЛП випливає, що за умови існування оптимальний розв’язок перебуває в крайній точці багатогранника розв’язків. Кожній такій точці відповідає опорний план. Кожен опорний план визначається системою  $m$  лінійно-незалежних векторів, що знаходяться серед векторів  $A_1, A_2, \dots, A_n$ . Для знаходження оптимального плану достатньо досліджувати лише опорні плани. Кількість опорних планів може бути рівна числу комбінацій без повторень  $C_m^n$ . При більших значеннях  $m$  і  $n$  знайти оптимальний план ЗЛП, перебираючи всі опорні плани, досить важко. Тому необхідно мати таку схему, що дозволяє здійснювати впорядкований перехід від одного опорного плану до іншого. Такою схемою і є *симплекс-метод*, що дозволяє за кінцеву кількість кроків, виходячи з відомого опорного плану, одержати оптимальний план. Кожний із кроків полягає в знаходженні такого опорного плану, у якому значення цільової функції краще, ніж на попередньому кроці.

Отже *симплекс-метод* – це поетапна обчислювальна процедура, в основі якої лежить принцип послідовного поліпшення значень цільової функції за рахунок цілеспрямованого переходу від одного опорного плану ЗЛП до іншого.

*Алгоритм розв’язування ЗЛП симплекс-методом* складається з таких етапів [17, 18, 21, 30].

1. Визначення початкового опорного плану задачі лінійного програмування.
2. Побудова симплексної таблиці.
3. Перевірка опорного плану на оптимальність за допомогою оцінок  $Z_j - C_j$ . Якщо всі оцінки задовольняють умові оптимальності, то визначений опорний план є оптимальним планом задачі. Якщо хоча б одна з оцінок  $Z_j - C_j$  не задовольняє умові

оптимальності, то переходять до нового опорного плану або встановлюють, що оптимального плану задачі не існує.

4. Перехід до нового опорного плану задачі виконується визначенням розв'язного елемента й розрахунком нової симплексної таблиці.

5. Повторення дій, починаючи з п. 3.

*Теорема (ознака оптимальності опорного плану).* Опорний план  $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$  ЗЛП є оптимальним, якщо для всіх  $j$  ( $j = \overline{1, n}$ ) виконується умова

$$Z_j - C_j \geq 0 \text{ (для задачі на max),}$$

або

$$Z_j - C_j \leq 0 \text{ (для задачі на min).}$$

Значення оцінок  $Z_j - C_j$  визначаються за формулою

$$\Delta_j = Z_j - C_j = \sum_{i=1}^m c_i a_{ij} - C_j \quad (j = \overline{1, n}),$$

або безпосередньо із симплексної таблиці як скалярний добуток векторів стовпців « $C_{\text{баз}}$ » й « $A_j$ » мінус відповідний коефіцієнт  $C_j$ . Розраховані оцінки записують в окремий рядок симплексної таблиці, який називають *оцінковим* й позначають  $m + 1$ .

У процесі перевірки умови оптимальності можливі такі випадки:

а) усі  $\Delta_j$  ( $j = \overline{1, n}$ ) задовольняють умові оптимальності, і тоді визначений опорний план є оптимальним,

б) не всі  $\Delta_j$  задовольняють умові оптимальності, і тоді потрібно виконати перехід до наступного, нового опорного плану задачі.

*Метод штучного базису.* Розв'язування ЗЛП симплексом-методом починається зі знаходження першого опорного плану. Вище вказувалося, що такий план може бути знайдений шляхом зведення системи рівнянь-обмежень до одиничного базису. Однак існує й інший метод побудови початкового опорного плану. Цей метод може застосовуватися, наприклад, у випадку, коли в системі обмежень не вистачає необхідної кількості одиничних лінійно-незалежних векторів. Для його аналізу разом зі ЗЛП, що будемо називати *вихідною*, розглянемо розширену задачу, що складена на основі вихідної задачі в такий спосіб. Припускаючи, що  $b_i \geq 0$  ( $i = \overline{1, m}$ ), уведемо в кожне рівняння-обмеження по одній позитивній змінній  $x_{n+i} \geq 0$  ( $i = \overline{1, m}$ ), які будемо називати *штучними*, а із цільової функції віднімемо суму штучних змінних,

помножену на як завгодно велике додане число  $M$  (при розв'язанні задачі на  $\max$ ). У результаті одержимо так звану  $M$ -задачу:

знайти

$$F = \sum_{j=1}^n c_j x_j - M \sum_{i=1}^m x_{n+i} \rightarrow \max \quad (3.4)$$

при обмеженнях

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j + x_{n+i} = b_i \quad (i = \overline{1, m}) \quad (3.5)$$

$$x_j \geq 0 \quad (j = \overline{1, n+m}) \quad (3.6)$$

У системі (3.5) змінні  $x_{n+i} \quad (i = \overline{1, m})$  утворюють *базис*, що називається *штучним*. При  $x_1 = \dots = x_n = 0$  з (3.5) одержимо початковий опорний план  $X_0 = (0, \dots, 0, b_1, \dots, b_m)$   $M$ -задачі.

Далі задача розв'язується на основі застосування алгоритму симплекс-методу.

*Зауваження.* При розв'язанні ЗЛП методом штучного базису штучні змінні необхідно вводити тільки в ті рівняння-обмеження, які не є розв'язаними відносно «природних» базисних змінних.

Як видно з рівняння (3.4) функція  $F$  складається із двох доданків  $\sum_{j=1}^n c_j x_j = f$  й  $M \sum_{i=1}^m x_{n+i}$ , тому в симплексних таблицях замість одного оціночного рядка  $m+1$  розглядаються два рядки:  $(m+1)$ -й для  $f$ ,  $(m+2)$ -й для  $M \sum_{i=1}^m x_{n+i}$ .

При цьому оцінки  $Z_j - C_j$  записуються в обидва рядки відповідним чином й ознака оптимальності перевіряється за обома рядками. За значеннями оцінок  $Z_j - C_j$  визначається змінна, яка повинна бути включена в базис. Перетворення в таблиці продовжують доти, доки в базисі не будуть виключені всі штучні змінні. Штучні змінні назад у базис не вводяться. Після виключення з базису всіх штучних змінних процес пошуку оптимального плану триває з використанням тільки першого рядка цільової функції.

Отже, необхідною умовою оптимальності опорного плану є також вимога, щоб у процесі розв'язування задачі всі штучні змінні були виведені з базису й дорівнювали нулю.

Якщо у вихідній задачі необхідно мінімізувати цільову функцію, то в  $M$ -задачі цільова функція буде мати вигляд

$$F = \sum_{j=1}^n c_j x_j + M \sum_{i=1}^m x_{n+i} \rightarrow \min, \quad (3.7)$$

тобто у цільовій функції задачі на  $\min$  штучні змінні мають коефіцієнти  $(+M)$ .

Слід зазначити, що якщо для опорного плану ЗЛП всі оцінки  $Z_j - C_j$  ( $j = \overline{1, n}$ ) задовольняють умові оптимальності, але при цьому хоча б одна штучна змінна є базисною й має додане значення, те це означає, що система обмежень задачі несумісна й оптимальних планів такої задачі не існує.

Якщо М-задача не має розв'язку, то й вихідна задача є нерозв'язаною.

### 3.2. Транспортні задачі теплоенергетики

#### *Метод потенціалів*

Транспортна задача є задачею лінійного програмування, яку можна розв'язати симплекс-методом. Але специфічна структура транспортної задачі дає можливість використати для її розв'язання більш ефективний метод, що повторює, по суті, кроки алгоритму симплекса. Таким методом є метод потенціалів.

*Алгоритм методу потенціалів* складається з таких етапів [18, 21, 30].

1. Визначення типу транспортної задачі (відкрита або замкнута).
2. Побудова першого опорного плану транспортної задачі.
3. Визначення потенціалів опорного плану транспортної задачі.
4. Перевірка плану транспортної задачі на оптимальність. Констатація оптимального плану, якщо умова оптимальності виконується. Перехід до наступного опорного плану, якщо умова оптимальності не виконується.
5. Повторення дій, починаючи з п. 3.

#### *Методи побудови початкового опорного плану*

##### *1. Метод північно-західного кута*

Таблиця заповнюється, починаючи з лівого верхнього кута (північно-західного кута), рухаючись далі по рядку вправо, або по стовпцю вниз. У клітку (1.1) заноситься менше із чисел  $a_1$  й  $b_1$  тобто  $x_{11} = \min(a_1, b_1)$ .

Якщо  $a_1 \geq b_1$ , то  $x_{11} = b_1$  і перший стовпець закритий для заповнення інших його клітинок, тобто  $x_{ij} = 0$  для  $i = 2, 3, \dots, m$  (потреби першого споживача

задоволені повністю). Далі рухаються по першому рядку в клітку (1.2). У ній записується менше із чисел  $a_1 - b_1$  й  $b_2$ , тобто  $x_{12} = \min(a_1 - b_1, b_2)$ .

Якщо  $a_1 < b_1$ , то аналогічно закривається перший рядок, тобто  $x_{1k} = a_1$  і  $x_{1k} = 0$  для  $k = 2, 3, \dots, n$ . Далі заповнюється клітка (2.1), у яку заноситься  $x_{21} = \min(a_2, b_1 - a_1)$ .

Заповнивши клітку (1.2), або (2.1), переходять до заповнення третьої клітки по другому рядку або по другому стовпцю. Цей процес продовжують до повного вичерпання продукції в пунктах, або повного задоволення потреб споживачів. Остання заповнена клітка ( $\min$ ) виявиться в останньому  $m$ -му рядку й  $n$ -му стовпці.

План, отриманий методом північно-західного кута, буде опорним планом системи обмежень транспортної задачі.

## 2. Метод мінімальної вартості

Ідея цього методу полягає в тому, щоб на кожному кроці заповнювати клітку таблиці, що має найменшу вартість перевезення одиниці продукції. Такі дії повторюють доти, поки не буде розподілена вся продукція між постачальниками й споживачами.

Метод реалізується в такий спосіб: на кожному кроці здійснюється максимально можлива поставка в клітку з мінімальною вартістю  $c_{ij}$  перевезень. Заповнення таблиці починається із клітки, якій відповідає найменший елемент вартості  $c_{ij}$  із всієї матриці планування. Після цього залишок по рядку або стовпцю заноситься в клітку цього самого рядка або стовпця, якому відповідає наступне по величині значення вартості  $c_{ij}$ , і т.д. Інакше кажучи, послідовність заповнення кліток визначається значенням вартості  $c_{ij}$ , а значення  $x_{ij}$ , які заносяться в клітки, визначаються так само, як і у методі північно-західного кута.

## 3. Метод подвійної переваги

Ідея методу подвійної переваги полягає в тому, що перед початком заповнення таблиці необхідно позначити клітинки, які мають найменшу вартість у рядках і стовпцях. Таблицю починають заповнювати від кліток, позначених двічі (як мінімальні і у рядку, і в стовпці). Далі заповнюють клітки, позначені один раз (як мінімальні або в рядку, або в стовпці), а вже потім – по методу мінімальної вартості.

*Зауваження:* опорний план, визначений методом мінімальної вартості, не завжди збігається з опорним планом, визначеним методом подвійної переваги.

*Теорема (умова оптимальності опорного плану транспортної задачі)*

Якщо для деякого опорного плану  $X^* = (x_{ij}^*)$  існують потенціали  $u_i, v_j$ , для яких виконуються умови

$$u_i + v_j = c_{ij} \text{ — для всіх значень } i, j, \text{ для яких } x_{ij} > 0 \quad (3.8)$$

$$u_i + v_j \leq c_{ij}, \text{ для всіх значень } i, j, \text{ для яких } x_{ij} = 0, \quad (3.9)$$

то він є оптимальним планом транспортної задачі.

Якщо хоча б для однієї клітки ця умова не виконується, тобто  $u_i + v_j > c_{ij}$ , то поточний план є неоптимальним і від нього необхідно перейти до нового опорного плану.

Перехід від одного опорного плану до іншого виконується заповненням клітки, для якої порушена умова оптимальності. Якщо таких кліток декілька, то для заповнення вибирають ту клітку, що має найбільше порушення, тобто таку, для якої

$$\Delta_{ij} = (u_i + v_j) - c_{ij} \text{ є найбільшим.}$$

Для обраної порожньої клітки будують цикл перерахунку й виконують перерозподіл продукції в межах цього циклу за такими правилами:

1) кожній вершині циклу приписують певний знак, причому вільній клітці — знак «+», а всім іншим по черзі — знаки «-» й «+»;

2) у порожню клітку переносять менше із чисел  $x_{ij}$ , які коштують у клітках зі знаком «-». Одночасно це число додають до відповідних чисел, які розміщуються в клітках зі знаком «+». Отже, клітка, що була вільною, стає заповненою, а відповідна клітка з мінімальним числом  $x_{ij}$  стане порожньою. У результаті такого перерозподілу продукції виходить новий опорний план транспортної задачі.

### 3.3. Нелінійні оптимізаційні задачі

*Метод множників Лагранжа*

У математичному аналізі задачі типу: знайти значення змінних  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , які задовольняють системі обмежень

$$\varphi_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = b_i \quad (i = \overline{1, k}),$$

$$\varphi_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq b_i \quad (i = \overline{k+1, m}) \quad (3.10)$$

$$i \text{ забезпечують екстремум функції } Z = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (3.11)$$

називають задачами на умовний екстремум.

Якщо серед обмежень немає нерівностей і умов невід'ємності або дискретності змінних,  $m < n$ , функції  $f$  й  $g_i$  неперервні разом із частковими похідними принаймні до другого порядку включно, то наведена задача на умовний екстремум зводиться до задачі:

$$Z = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \max(\min) \quad (3.12)$$

$$\varphi_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = b_i \quad (i = \overline{1, m}) \quad (3.13)$$

Ці задачі нелінійного програмування називають класичними задачами оптимізації. Їх у деяких випадках можна розв'язувати методами диференціального числення.

У найпростішому випадку умовним екстремумом функції  $f(x_1, x_2)$  називається максимум або мінімум цієї функції, досягнутий за умови, що  $x_1$  й  $x_2$  задовольняють додатковій умові (рівнянню зв'язку)

$$\varphi(x_1, x_2) = b.$$

Умовний екстремум функції  $f(x_1, x_2)$  при існуванні додаткового обмеження  $\varphi(x_1, x_2) = b$  знаходять за допомогою функції Лагранжа

$$L(x_1, x_2, \lambda) = f(x_1, x_2) + \lambda[b - \varphi(x_1, x_2)],$$

де  $\lambda$  – невід'ємний сталий множник (множник Лагранжа), безумовний екстремум якого збігається з умовним екстремумом даної функції  $f(x_1, x_2)$ .

Пояснюється це тим, що для точок  $(x_1, x_2)$ , які задовольняють умові  $\varphi(x_1, x_2) = b$ , другий доданок звертається в нуль, і тоді  $L = f$ . Для інших точок  $L \neq f$ . Звідси випливає, що задача про знаходження умовного екстремуму функції  $f(x_1, x_2)$  може бути замінена знаходженням звичайного екстремуму функції  $L$ , оскільки в області припустимих розв'язків функцію  $f(x_1, x_2)$  можна замінити функцією Лагранжа.

Необхідна умова екстремуму зводиться до існування розв'язку системи трьох рівнянь із трьома невідомими

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial x_1} = \frac{\partial f}{\partial x_1} - \lambda \frac{\partial \varphi}{\partial x_1} = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial x_2} = \frac{\partial f}{\partial x_2} - \lambda \frac{\partial \varphi}{\partial x_2} = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = b - \varphi(x_1, x_2) = 0. \end{cases}$$

Є й достатні умови, при виконанні яких розв'язок  $(x_1, x_2, \lambda)$  системи визначає точку (стаціонарну), у якій  $f(x_1, x_2)$  досягає екстремуму. Це питання розв'язується на підставі вивчення знака диференціала другого порядку  $d^2L$ . Оскільки в стаціонарній точці повний диференціал функції  $\varphi(x_1, x_2)$  дорівнює нулю, тобто

$$\frac{\partial \varphi}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial \varphi}{\partial x_2} dx_2 = 0, (dx_1^2 + dx_2^2 \neq 0),$$

і, крім того,  $\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda^2} = 0$ , то диференціал 2-го порядку функції  $L$  рівний

$$d^2L = \frac{\partial^2 L}{\partial x_1^2} dx_1^2 + 2 \frac{\partial^2 L}{\partial x_1 \partial x_2} dx_1 dx_2 + \frac{\partial^2 L}{\partial x_2^2} dx_2^2.$$

Функція  $f(x_1, x_2)$  в стаціонарній точці  $(x_1, x_2, \lambda)$  має умовний максимум, якщо в ній  $d^2L < 0$ , і умовний мінімум, якщо  $d^2L > 0$ .

Аналогічно знаходиться умовний екстремум функції трьох і більше змінних при існуванні одного або декількох додаткових обмежень (кількість яких повинна бути менше кількості змінних).

Ідея методу множників Лагранжа розв'язування задачі (3.10)-(3.11) у загальному випадку полягає в заміні даної задачі на просту: на знаходження екстремуму складної функції, але без обмежень.

Ця функція називається функцією Лагранжа і задається у вигляді

$$L(x_1, \dots, x_n, \lambda_1, \dots, \lambda_m) = f(x_1, \dots, x_n) + \sum_{i=1}^m \lambda_i [b_i - \varphi_i(x_1, \dots, x_n)], \quad (3.14)$$

де  $\lambda_i$  ( $i = \overline{1, m}$ ) – множники Лагранжа.

Алгоритм методу множників Лагранжа може бути представлений у такому вигляді [18].

1. Для задачі (3.12) - (3.13) формується функція Лагранжа (3.14).
2. Формується система рівнянь



$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial x_j} = \frac{\partial f}{\partial x_j} - \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial \varphi_i}{\partial x_j} = 0 \quad (j = \overline{1, n}), \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = b_i - \varphi_i(x_1, \dots, x_n) = 0 \quad (i = \overline{1, m}). \end{cases} \quad (3.15)$$

3. У результаті розв'язання системи (6.15) знаходяться всі стаціонарні точки  $X^* = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  й  $\lambda^* = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ . Оскільки вони визначені з необхідної умови екстремуму, то в них можливо досягається максимум або мінімум.

4. Серед стаціонарних точок  $X^* = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  функції  $L$  вибираються такі, у яких функція  $f$  має умовні екстремуми при існуванні обмежень. Цей вибір здійснюється, наприклад, за допомогою достатніх умов екстремуму.

#### *Теорема Куна – Таккера*

У сучасній теорії пошуку екстремуму опуклих функцій на опуклих множинах класичний метод множників Лагранжа узагальнено. Результатом такого узагальнення є теорема Куна – Таккера. Остання займає центральне місце в теорії нелінійного програмування.

Розглянемо задачу нелінійного програмування, яка може бути розв'язана на основі застосування вищезгаданої теореми.

Знайти максимальне значення функції  $Z = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$

при обмеженнях

$$\begin{aligned} g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) &\geq 0 \quad (i = \overline{1, m}), \\ x_1, x_2, \dots, x_n &\geq 0. \end{aligned} \quad (3.16)$$

При виконанні умови регулярності (існує, принаймні, одна точка  $X$ , для якої  $g_i(X) > 0$  для всіх  $i$ ) має місце наступна теорема.

#### *Формулювання теореми*

Вектор  $X^{(0)} \geq 0$  тільки тоді є оптимальним розв'язком задачі (3.16), коли існує такий вектор  $\lambda^{(0)} \geq 0$ , що для всіх  $X \geq 0$  і  $\lambda \geq 0$  виконується умова

$$L(X, \lambda^{(0)}) \leq L(X^{(0)}, \lambda^{(0)}) \leq L(X^{(0)}, \lambda). \quad (3.17)$$

У нерівності (3.17)  $L(X, \lambda)$  – функція Лагранжа, що сформована для розглянутої задачі, і яка має вигляд

$$L(X, \lambda) = f(X) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(X). \quad (3.18)$$

Точка  $(X^{(0)}, \lambda^{(0)})$  називається сідловою точкою для функції  $L(X, \lambda)$ . Оскільки теорема Куна – Таккера встановлює зв'язок між оптимальним планом задачі нелінійного програмування й сідловою точкою функції Лагранжа (3.18), то її ще називають теоремою про сідлову точку.

Якщо функції  $f(X)$  й  $g_i(X)$  диференційовані, то умова (3.17) еквівалентна наступним локальним умовам Куна – Таккера

$$\begin{aligned} \left( \frac{\partial L}{\partial x_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} &\leq 0, \\ x_j^{(0)} \left( \frac{\partial L}{\partial x_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} &= 0, \quad x_j^{(0)} \geq 0 \quad (j = \overline{1, n}), \end{aligned} \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned} \left( \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} &\geq 0, \\ \lambda_j^{(0)} \left( \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} &= 0, \quad \lambda_j^{(0)} \geq 0 \quad (j = \overline{1, m}). \end{aligned} \quad (3.20)$$

Вираз  $\left( \frac{\partial L}{\partial x_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}}$  означає, що значення часткової похідної функції Лагранжа  $L(X, \lambda)$  перебуває в точці  $(X^{(0)}, \lambda^{(0)})$ , де  $X^{(0)} = (x_1^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})$ ,  $\lambda^{(0)} = (\lambda_1^{(0)}, \dots, \lambda_m^{(0)})$ .

Умови (3.19), (3.20) можуть бути записані у векторній формі в наступному вигляді

$$\left( \frac{\partial L}{\partial x_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} \leq 0, \quad X'^{(0)} \left( \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} = 0, \quad X^{(0)} \geq 0; \quad (3.21)$$

$$\left( \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} \geq 0, \quad \lambda'^{(0)} \left( \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} \right)_{X^{(0)}, \lambda^{(0)}} = 0, \quad \lambda^{(0)} \geq 0. \quad (3.22)$$

Зауваження: при розв'язуванні задач квадратичного програмування, як правило, застосовуються умови (3.21), (3.22).

### 3.4. Оптимізаційні задачі цілочислового програмування

Задача лінійного цілочислового програмування записується так: *знайти такий розв'язок (план)  $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ , при якому лінійна функція*

$$Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (3.23)$$

приймає максимальне або мінімальне значення при обмеженнях

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i, i = \overline{1, m} \quad (3.24)$$

$$x_j \geq 0, j = 1, 2, \dots, n \dots \quad (3.25)$$

$$x_j \text{ — цілі числа.} \quad (3.26)$$

### Методи відтинання. Метод Гоморі

Сутність методів відтинання полягає в тому, що спочатку задача розв'язується без умови цілочисельності. Якщо отриманий план цілочисловий, то задача є розв'язаною. У протилежному випадку до обмежень задачі додається нове обмеження, що має наступні властивості:

- воно повинне бути лінійним,
- повинне відтинати знайдений оптимальний нецілочисловий план,
- не повинне відтинати жодного цілочислового плану.

Додаткове обмеження, що має зазначені властивості, називається правильним відтинанням. Далі задача розв'язується з урахуванням нового обмеження. Після цього якщо буде потреба додається ще одне обмеження й т.д.

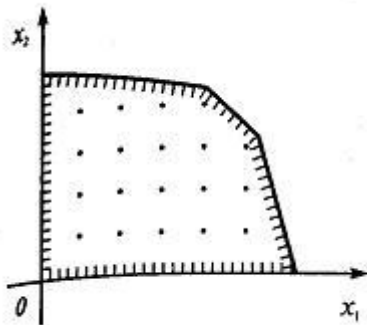


Рисунок 3.1

Геометрично додавання кожного лінійного обмеження відповідає проведенню прямої (гіперплощини), що відтинає від багатокутника (багатогранника) розв'язків деяку його частину разом з оптимальною точкою з нецілими координатами, але не зачіпає ні однієї із цілих точок цього багатогранника. У результаті новий багатогранник розв'язків містить всі цілі точки, що містяться в первісному багатограннику розв'язків і відповідно отриманий при цьому багатограннику оптимальний розв'язок буде цілочисловим (рис. 3.1).

Один з алгоритмів розв'язання задачі лінійного цілочислового програмування (3.23)-(3.26), запропонований Гоморі, заснований на симплексному методі й використовує досить простий спосіб побудови правильного відтинання.



$$\{\beta_i\} - \{\alpha_{i_{m+1}}\}x_{m+1} - \dots - \{\alpha_{i_n}\}x_n + x_{n+1}, \quad (3.29)$$

і включити його в систему обмежень (3.24).

4. Отриману розширену задачу розв'язати симплексним методом. Якщо знайдений оптимальний план буде цілочисловим, то задача цілочислового програмування (3.23)-(3.26) розв'язана. У протилежному випадку повернутися до п. 2 алгоритму.

Якщо задача розв'язна в цілих числах, то після кінцевого числа кроків (ітерацій) оптимальний цілочисловий план буде знайдений.

Якщо в процесі розв'язання з'явиться рівняння (що виражає основну змінну через неосновні) з нецілим вільним членом і цілими іншими коефіцієнтами, то відповідне рівняння не має розв'язку в цілих числах. У цьому випадку й дана задача не має цілочислового оптимального розв'язку.

#### *Метод гілок і меж*

Метод гілок і меж – це один з комбінаторних методів. Його суть полягає в упорядкованому переборі варіантів і розгляді лише тих з них, які виявляються за певними ознаками перспективними, і відкиданні безперспективних варіантів.

Метод гілок і меж полягає в наступному: множина допустимих розв'язків (планів) деяким способом розбивається на підмножини, кожна з яких цим же способом знову розбивається на підмножини. Процес триває доти, поки не отриманий оптимальний цілочисловий розв'язок вихідної задачі.

Нехай задача 1 (задача (3.23)-(3.25) максимізації лінійної функції  $Z$  (без врахування цілочисельності змінних) розв'язана симплексним методом і відомі нижня й верхня границі для кожної цілочислової змінної  $x_j$ :  $v_j \leq x_j \leq w_j$  ( $j = 1, 2, \dots, n$ ), а також нижня границя лінійної функції  $Z_0$ , тобто при будь-якому плані  $X$   $Z(X) \geq Z_0$ . Припустимо для визначеності, що тільки перший компонент  $x_1^*$  оптимального плану  $X^*$  задачі 1 не задовольняє умові цілочисельності. Тоді з області допустимих розв'язків задачі 1 виключається область:  $[x_1^*] < x_1^* < [x_1^*] + 1$ , де  $[x_1^*]$  – ціла частина числа  $x_1^*$ . У результаті із задачі 1 формують дві задачі: 2 й 3, що відрізняються одна від одної тим, що в задачі 2 крім обмежень (3.24) задачі 1 додане обмеження  $v_1 \leq x_1^* \leq [x_1^*] + 1$ , а в задачі 3 крім тих же обмежень (3.24) додане обмеження  $[x_1^*] + 1 \leq x_1^* \leq w_1$ . Одержимо список із двох задач: 2 й 3.

Розв'язуємо одну з них (у будь-якому порядку). Залежно від отриманого

розв'язку список задач розширюється, або зменшується.

Якщо в результаті розв'язку однієї із задач 2 або 3 отриманий нецілочисловий оптимальний план, для якого  $Z(X^*) \leq Z_0$ , то дана задача виключається зі списку. Якщо  $Z(X^*) > Z_0$ , то з даної задачі формуються нові дві задачі.

Якщо отриманий розв'язок  $X^*$  задовольняє умові цілочисельності й  $Z(X^*) > Z_0$ , то значення  $Z_0$  виправляється й за величину  $Z_0$  приймається оптимум лінійної функції отриманого оптимального цілочислового плану.

Процес триває доти, доки список задач не буде вичерпаний, тобто всі задачі не будуть розв'язані.

*Зауваження 1.* Кожна наступна задача, що складається у процесі застосування методу гілок і меж, відрізняється від попередньої лише однією нерівністю – обмеженням. Тому при розв'язуванні кожної наступної задачі не треба розв'язувати її симплексним методом із самого початку (з I кроку). А доцільніше почати розв'язок з *останнього кроку* (ітерації) попередньої задачі, із системи обмежень якої виключити "старі" (одне або два) рівняння-обмеження й ввести в цю систему "нові" рівняння-обмеження.

*Зауваження 2.* Назва методу гілок і меж пояснюється тим, що в процесі розв'язування задача послідовно "гілкується", замінюючись більш простими. Так, процес розв'язування задачі можна представити у вигляді дерева (схеми), цифри у вузлах (вершинах) якого позначають номери задач (рис. 3.2).

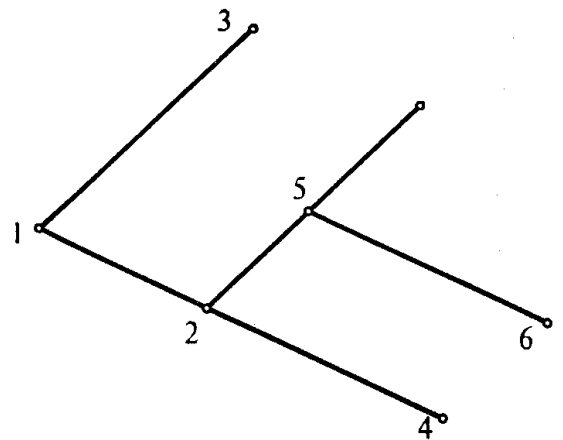


Рисунок 3.2.

### 3.5. Задачі динамічного програмування

#### *Принцип оптимальності та рекурентні співвідношення Р. Беллмана*

Метод динамічного програмування полягає в тому, що оптимальне рішення будується поступово крок за кроком. На кожному етапі визначається оптимальний розв'язок тільки для даного етапу, але при цьому враховуються можливі наслідки. Їх неврахування може привести до неоптимального вирі-

шення задачі в цілому.

В багатоетапній задачі рішення на кожному кроці (етапі) потрібно вибирати з врахуванням наслідків, що будуть на наступних етапах. Воно повинно забезпечити оптимальне продовження процесу відносно досягнутого в даний момент стану. Такий принцип вибору рішення називається *принципом оптимальності*.

*Рішення, що забезпечує оптимальне продовження процесу відносно заданого стану, називається умовно оптимальним на даному етапі.*

*Принцип оптимальності як основне правило динамічного програмування, сформульований Р. Беллманом і може бути сформульований так [17, 18, 33]. Якого б стану не було досягнуто системою в результаті (i-1) попередніх етапів її розвитку, рішення, що приймається на даному i-му етапі, повинно бути таким, щоб в сукупності з умовно оптимальними рішеннями наступних етапів забезпечити максимальну ефективність системи на всіх подальших етапах, включаючи даний.*

Використання цього принципу гарантує, що рішення, яке вибране на будь-якому етапі, є не локально найкращим, а найкращим з точки зору процесу в цілому.

Так, якщо система на початку i-го етапу знаходиться в стані  $U_{i-1}$ , то рішення  $X_i$  і всі наступні  $X_{i-1}, X_{i-2}, \dots, X_n$  повинні вибиратися оптимальними відносно стану  $U_{i-1}$ . Це значить, що забезпечується оптимум для показника ефективності на всіх подальших (включаючи даний) етапах –  $\sum_{j=1}^n f_j(W_{j-1}, X_i)$ .

*Рекурентні (зворотні) співвідношення Р. Беллмана мають вигляд [17, 18, 47]:*

$$\left. \begin{aligned} f_1 &= \min_{\text{по всім } X_1} [\varphi(W_0, X_1)] \\ &\dots \\ f_j &= \min_{\text{по всім } X_j} [\varphi(W_{j-1}, X_j) + f_{j-1}] \quad j = \overline{1, n} \end{aligned} \right\} \quad (3.30)$$

де  $\varphi$  – функція, що залежить від  $W_j$  та  $X_j$ .

### 3.6. Оптимізаційні задачі при недетермінованій вихідній інформації

Для визначення порівняльної економічності даних рішень за *матрицею можливих значень* (табл. 2.1) рекомендується знаходити середні приведені

витрати за ними для різних умов створення і функціонування теплоенергетичної установки [32]. Відповідно як оптимальна повинна вибиратися сукупність параметрів  $X_k$ , при якій досягається мінімум середньоарифметичного значення приведених витрат по установці:

$$\min_k \left( \frac{Z_{k1} + \dots + Z_{kd} + \dots + Z_{kD}}{D} \right) = \min_k Z_k^{\text{cp}}. \quad (3.31)$$

При цьому рівноекономічними вважаються рішення, за якими середні витрати  $Z^{\text{cp}}$  відрізняються від мінімальних середніх ( $\min_k Z_k^{\text{cp}}$ ) не більше, ніж на погрішність їх числення.

По суті критерій (3.31) відповідає критерію мінімуму математичного очікування в припущенні, що ймовірність окремих сукупностей початкових даних є однаковою. В деяких випадках є часткові відомості про можливу ймовірність появи даних поєднань початкових даних. Часто буває відомо, наприклад, що крайні поєднання значень показників початкових даних менш імовірні, ніж середні. У таких ситуаціях критерій (3.31) можна використовувати в модифікованому вигляді. Для цього експертним шляхом можливість появи кожної умови  $B_d$  оцінюється своїм «балом», виходячи з того, що сума всіх «балів» має дорівнювати одиниці, і в критерії (3.31) використовується не середнє, а середньозважене за цими «балами» значення приведених витрат для кожного варіанту.

Як додаткові (допоміжні) критерії при аналізі матриці можливих рішень можна використовувати ще два критерії.

*Критерій мінімакських витрат (критерій Вальда).* Згідно цьому критерію вибирається той варіант поєднання параметрів, для якого якнайгірший результат кращий, ніж якнайгірший результат для будь-якого іншого варіанту параметрів:

$$\min_k Z_k^{\text{max}} = \min_k \max_d Z_{kd}. \quad (3.32)$$

Критерій мінімакських витрат є найбільш обережним, консервативним критерієм, оскільки він страхує від негативних наслідків при найсприятливішому поєднанні значень початкових даних.

*Критерій мінімаксного ризику (критерій Севіджа).* Перш ніж користуватися цим критерієм, необхідно перетворити матрицю витрат  $[Z_{kd}]$  в матрицю ризиків  $[R_{kd}]$  згідно співвідношенню



$$R_{kd} = Z_{kd} - Z_d^{\min} = Z_{kd} - \min_k Z_{kd}. \quad (3.33)$$

Як видно із співвідношення (3.33), ризик  $R_{kd}$  виражає «перевитрату», що має місце при сукупності випадкових величин  $B_d$  і сукупності параметрів  $X_k$  порівнянню з якнайкращою для цієї сукупності випадкових величин сукупністю незалежних параметрів. Якнайкраща сукупність незалежних параметрів за критерієм мінімаксного ризику вибирається шляхом застосування до матриці мінімаксного принципу

$$\min_k R_k^{\max} = \min_k \max_d R_{kd}. \quad (3.34)$$

Критерій мінімаксного ризику має переваги в порівнянні з критерієм мінімаксних витрат, проте він також є достатньо обережним.

### 3.7. Багатокритеріальні оптимізаційні задачі

#### *Основні методи розв'язання багатокритеріальних задач*

У реальних практичних умовах дуже часто необхідно здійснювати розв'язання оптимізаційних задач за декількома критеріями. Такі задачі належать до задач багатокритеріальної оптимізації. Це – оптимізація щодо зменшення витрат теплової енергії разом з підвищенням надійності теплопостачання, розподіл фінансових, енергетичних та сировинних ресурсів при проектуванні теплотехнічних комплексів, при виробництві різної продукції з визначенням максимального прибутку тощо. Розв'язання задач при цьому являє собою пошук компромісу між прийнятими критеріями, зведення їх до одного узагальненого критерію і може здійснюватися шляхом застосування різних методів.

До таких методів, в першу чергу, належать: визначення і призначення коефіцієнтів ваги кожного з критеріїв; застосування узагальненого критерію цільової функції, який враховував би всі критерії з відповідними ваговими коефіцієнтами; застосування методу експертних оцінок (метод Дельфи) та методів, які полягають у визначенні ступеня узгодженості між експертами впливу різних факторів на критерії, встановленні їх значущості, наприклад, через коефіцієнт конкордації в порівнянні її з критерієм Пірсона та ін.

Розв'язання оптимізаційних задач із застосуванням способів визначення вагових коефіцієнтів розглянемо на прикладі.

Припустимо, що шляхи розв'язання задачі визначаються 4-ма критері-

ями –  $a, b, c, d$ . Для розв’язання її запрошена спеціальна група фахівців-експертів в кількості 5-ти осіб –  $A, B, C, D, E$ . Кожному з експертів пропонується оцінити вплив кожного критерію в балах від 0 до 1 за умову, що загальна сума балів кожного експерта за всіма критеріями повинна дорівнювати 1. Оцінки експертів наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Значення критеріїв оцінки різними експертами

Експерти	Критерії				
	$a$	$b$	$c$	$d$	$\Sigma$
A	0,4	0,3	0,2	0,1	1,0
B	0,3	0,3	0,2	0,2	1,0
C	0,35	0,1	0,35	0,2	1,0
D	0,5	0,2	0,1	0,2	1,0
E	0,6	0,2	0,1	0,1	1,0
Коефіцієнт ваги $\alpha_k$	0,43	0,22	0,19	0,16	1,0

Аналізуючи табл. 3.1, можна зробити висновок, що вага критерію  $a$  приблизно в 2 рази більша, ніж вага інших.

Розв’язання багатокритеріальних задач можливе із застосуванням узагальненого критерію цільової функції, яка в цьому випадку має такий вигляд:

$$Z_{yz} = \sum_{k=1}^W \frac{\alpha_k Z_k}{Z_{k \text{ норм}}} \rightarrow \max, \quad (3.35)$$

де  $W$  – кількість критеріїв (цільових функцій);

$\alpha_k$  – коефіцієнт ваги  $k$ -ї цільової функції;

$Z_k, Z_{k \text{ норм}}$  – відповідно  $k$ -та цільова функція (визначає  $k$ -й критерій) та нормоване значення  $k$ -ї цільової функції.

Так, базуючись на результатах експертних оцінок при розв’язанні двокритеріальної задачі, узагальнена цільова функція може мати вигляд:

$$Z_{yz} = \frac{\alpha_1 Z_1}{Z_{1 \text{ норм}}} + \frac{\alpha_2 Z_2}{Z_{2 \text{ норм}}}. \quad (3.36)$$

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ ЗАХОДІВ З ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ СУЧАСНИХ ПІДХОДІВ

#### 4.1. Сучасні підходи до оцінки економічної ефективності використання енергетичних ресурсів

Починаючи з часів нафтової кризи у 70-х роках 20-го сторіччя тема пошуку шляхів зниження споживання енергії стала предметом численних наукових досліджень. Показники споживання енергії у відношення до валового внутрішнього продукту (ВВП) стали широко застосовуватися як інструмент оцінки економічної ефективності національних економік у сфері використання енергії. Однак у 90-ті роки дослідження таких авторів як Шиппер [48], Паттерсон [49], Анг [50, 51] та інші показали обмеження цього підходу. Вони наочно довели, що інші фактори окрім енергетичної ефективності впливають на інтенсивність використання енергії. Зокрема, серед таких факторів треба відзначити загальний рівень діяльності, що можна визначити як ефект активності (*activity effect*), а також структуру окремих видів діяльності, тобто структурний ефект (*structure effect*). Методики розкладання або декомпозиційний аналіз (*decomposition analysis*) були розвинуті з метою виокремлення ефекту енергетичної інтенсивності, щоб більш точно оцінити зростання ефективності використання енергії [52].

Останнім часом деякі країни стали використовувати показники економічної ефективності використання енергії, що використовують дані на детальному рівні, а потім підсумовують результати на більш загальному рівні. Однак, узагальнення показників ефективності використання енергії ускладнюється тим, що окремі показники використовують різні одиниці виміру [53, 54].

Наразі не існує універсального визначення ефективності використання енергії. Традиційно, її визначають як використання меншої кількості енергії для досягнення певного корисного результату [55].

Складність у визначенні ефективності використання енергії обумовляє складність її виміру, та, зокрема, оцінки економічної ефективності, оскільки

єдиного кількісного показника ефективності не існує. Можна визначити абсолютні показники використання енергії, але не можна однозначно сказати, наскільки ефективним було її використання, адже показника абсолютної ефективності не існує. На практиці ми змушені покладатися на певну послідовність показників, що відображають динаміку зміни ефективності використання енергії. Такі показники ефективності використання енергії застосовуються для того, щоб показати, наскільки вдалося зменшити споживання енергії за рахунок підвищення ефективності її використання. Вони визначаються як співвідношення використання певної енергії на одиницю доданої вартості, літрів палива на кілометр пробігу тощо. Саме зниження цих показників у порівнянні з ситуацією незмінності можна використовувати для оцінки ефективності використання енергії. Чим більш детально можна розкласти (декомпонувати) певний показник, тим більш точно можна з його допомогою вимірювати ефективність використання енергії [56].

Таким чином в залежності від рівня детальності аналізу можна визначати точність оцінки ефективності використання енергії. Визначення обґрунтованих показників ефективності залежить від того, яким чином використовується енергія та які чинники впливають на її використання у першу чергу.

Використання піраміди показників ефективності використання енергії (рис. 4.1) дає можливість визначити окремі фактори, що впливають на ефективність, та відобразити зв'язок між ними [48]. Приведений рисунок дає можливість поєднати детальні дані з узагальненою інформацією на рівні країни. Основа піраміди відображає найбільш детальний рівень, тоді як її вершина показує узагальнені результати. Таким чином, піраміда показує ієрархію показників ефективності у сфері використання енергії.

На макроекономічному рівні при розрахунку показників використовуються економічні коефіцієнти, що визначаються як співвідношення між споживанням енергії, що вимірюється у одиницях виміру енергії (тераджоулі), та показниками економічної діяльності, що вимірюються у грошових одиницях у постійних цінах (ВВП, додана вартість тощо).

Економічні коефіцієнти, що також називають показниками енергетичної інтенсивності (*energy intensities*), наприклад, споживання енергії на одиницю ВВП, використовуються для оцінки ефективності при високому рівні узагальнення, тобто на рівні економіки в цілому чи окремих секторів еконо-

міки. Однак цей показник може бути неточним, оскільки інші фактори, окрім ефективності можуть впливати на рівень споживання енергії економіки в цілому, зокрема, структура економіки та ефект активності [57].



Рисунок 4.1 – Піраміда показників ефективності використання енергії

На рівні підсекторів як правило розраховуються деталізовані техніко-економічні показники ефективності споживання енергії у відношенні до певного показника діяльності у фізичних одиницях виміру як, наприклад, тонни сталі чи кількість пасажиро-кілометрів або ж в одиницях споживання (на автомобіль чи домашнє господарство). Фізичні коефіцієнти чи одиниці споживання визначаються на деталізованому рівні шляхом розрахунку споживання енергії на одиницю виду діяльності у фізичному вимірі.

На мікроекономічному рівні технічні показники розраховуються на рівні процесів та кінцевих пристроїв шляхом визначення споживання енергії для окремого показника діяльності у фізичному вимірі, наприклад тонни сталі чи кількість пасажиро-кілометрів на одиницю споживання окремого вида пали-

ва. Як правило, більш деталізовані показники дають змогу більш точно визначити економічний ефект від окремих чинників.

У випадках, коли продуктивність виробництва енергії розраховується у фізичних одиницях виміру, можна визначити фізичну інтенсивність виробництва енергії, (наприклад, тераджоулі на тонну палива). В свою чергу, економічна інтенсивність виробництва енергії вимірюється на базі грошових одиниць виміру продуктивності виробництва (напр., тераджоулі / грн. ВВП). На практиці часто надають перевагу використанню фізичних одиниць виміру, оскільки це допомагає уникнути впливу таких факторів як коливання валютного курсу, а отже вони більшою мірою відображають саме технічну ефективність виробництва енергії на рівні процесів [52, 54]. В той же, у певних випадках виникають труднощі у визначенні фізичної інтенсивності виробництва енергії або отримані результати не можуть бути адекватно використані на практиці. Зокрема, у текстильній промисловості, де вироблена продукція є гетерогенною, а якість є важливим фактором, що визначає інтенсивність використання енергії, використання як для розрахунку споживання енергії таких показників як метри чи тонни тексилу не є доцільним. У таких випадках виправданим є використання показників фізичної інтенсивності виробництва енергії на більш детальному рівні.

Треба зазначити, що споживання енергії як правило вимірюється у кінцевих одиницях виміру, що відображають енергію у тій формі, у якій вона використовується кінцевим споживачем. Це включає первинні та вторинні форми енергії. Первинні форми включають енергію, що зберігається у формі природних ресурсів (наприклад, вугілля, сира нафта, уран тощо) [58]. Вторинні форми являють собою продукти переробки чи перетворення первинної енергії. Прикладами можуть слугувати електроенергія, продукти нафтопереробки тощо. Основною метою виробництва вторинної енергії є перетворення первинних форм енергії у ту форму, що може використовуватися на практиці. В той же час, не треба забувати, що при перетворенні значна частка енергії втрачається. Близько третини всього світового виробництва енергії втрачається при перетворенні первинної енергії на вторинну, передусім, при виробництві електроенергії [57]. Таким чином, споживання одного тераджоуля енергії з електроенергії не можна порівнювати зі споживанням одного тераджоуля енергії з природного газу або вугілля. У залежності від країни та ме-

тоту ведення обліку, споживання первинної енергії є від одного до трьох разів більшим від кінцевого об'єму виробленої енергії.

Коли порівнюється споживання енергії різними користувачами, то варто розраховувати споживання енергії на основі первинних показників шляхом коригування кінцевого об'єму виробленої енергії на розмір втрат під час генерування, передачі та поставки енергії кінцевому споживачу. Показники ефективності споживання енергії з використанням первинних показників є більш точними і їх рекомендується використовувати як основи для порівняння економічної ефективності використання енергії.

Починаючи з 80-х років 20-го сторіччя, уряди багатьох країн світу стали приділяти все більше уваги пошуку показників енергетичної ефективності, за допомогою яких можна було би вимірювати результативність державних заходів у сфері підвищення ефективності використання енергії [52, 54]. Треба зазначити, що значний внесок у розробку методів оцінки економічної ефективності виробництва та використання енергії робить Міжнародне енергетичне агентство (*International Energy Agency*).

Якщо аналізувати останні дослідження щодо використання енергії кінцевими споживачами, то показники, що використовуються Міжнародним енергетичним агентством, можна розділити на три основні групи: показники рівня діяльності за секторами, структурні показники (поєднання видів діяльності всередині сектору) та показники енергетичної інтенсивності (споживання енергії на одиницю виміру на рівні підсектору). В залежності від сектору, окремі види діяльності вимірюються такими показниками як додана вартість, пасажиро-кілометри, тонно-кілометри, населення, розмір забудови тощо. Структура розділяє види діяльності на галузі промисловості, види перевезення, чи параметри видів діяльності кінцевих споживачів у житловому секторі. У таблиці 4.1 [59] приводиться огляд різних показників, що використовуються для оцінки рівня діяльності, структурної ефективності та енергетичної інтенсивності у кожному секторі, що було досліджено у проекті Міжнародного енергетичного агентства.

Таблиця 4.1 – Огляд змінних показників, що використовуються у декомпозиційній методології Міжнародного енергетичного агентства

Сектор (i)	Підсектор (k)	Рівень діяльності (A)	Структура (S <sub>k</sub> )	Інтенсивність (I <sub>k</sub> = E <sub>k</sub> /A <sub>k</sub> )
<b>Житловий сектор</b>	Теплопостачання	населення	площа/люд.	Теплота/площа
	Гаряча вода	-//-	люд/госп-во	енергія/люд.
	Приготування їжі	-//-	люд/госп-во	енергія/люд.
	Освітлення	-//-	площа/люд.	енергія/площа
	Побутові прилади	-//-	власність/люд.	енергія/прилад
<b>Пасажирський транспорт</b>	Автотомобілі	пас.-км	Частка $\sum$ пас.-км	енергія/пас.-км
	Автобуси	-//-	-//-	-//-
	Залізниця	-//-	-//-	-//-
	Внутр. перельоти	-//-	-//-	-//-
<b>Вантажний транспорт</b>	Вантажний авт.	тонно-км	частка $\sum$ пас.-км	енергія/т.-км
	Залізниця	-//-	-//-	-//-
	Внутр. мор. тр.	-//-	-//-	-//-
<b>Послуги</b>				
	Сумарні послуги	дод. вартість	-	енергія/ВВП
<b>Промисловість</b>	Бумажна	дод. вартість	% дод. вартості	енергія/дод.вар.
	Хімічна	-//-	-//-	-//-
	Гірничо-видоб.	-//-	-//-	-//-
	Металург. (чорна)	-//-	-//-	-//-
	Металург. (кол.)	-//-	-//-	-//-
	Харчова	-//-	-//-	-//-
	Інша	-//-	-//-	-//-



Для того, щоб виділити динамічний ефект від окремих факторів, Міжнародним енергетичним агентством застосовується факторна декомпозиція, що дає змогу відобразити зміни у сумарному використанні енергії  $E$  через взаємозв'язок факторів « $ASI$ ».

$$E_i = A_i * \sum S_k * I_k \quad (4.1)$$

При цьому:

$E_i$  визначається як сумарне споживання енергії у секторі  $i$ ;

$A_i$  відображає сукупний рівень діяльності у секторі  $i$  (напр. додана вартість у промисловості);

$S_k$  визначає секторальну структуру або поєднання різних видів діяльності у підсекторі (напр., частки окремих підсекторів  $k$  у загальній структурі промислового виробництва);

$I_k$  відображає енергетичну інтенсивність кожного підсектора чи кінцевого споживача (напр. споживання енергії / грн. дод. вартості) [48].

Ефект від кожного компонента розраховується шляхом порівняння фактичного споживання енергії та стандартного, тобто при умові, що цей компонент залишиться незмінним. Наприклад, ефект від підвищення енергетичної ефективності на сумарне споживання енергії розраховується шляхом фіксації енергетичної ефективності базового періоду та зміни окремих інших компонентів.

#### 4.2. Традиційні та сучасні методи оцінки економічної ефективності технічних рішень

Як показник економічної ефективності традиційно використовували, найчастіше, так звані приведені витрати:

$$Z = C + E_n \times K, \quad (4.2)$$

де  $C$  – поточні витрати;

$E_n$  – нормативний коефіцієнт порівняльної економічної ефективності капітальних вкладень;

$K$  – капітальні вкладення.

У ринковій економіці такий показник називають *ціною виробництва*.

Величина нормативного коефіцієнта порівняльного-економічної ефективності за методикою 1977 року встановлювалася 0.15. За методикою 1981 р. – 0.12 і за методикою

1988 р. – 0.1.

У ринковій економіці як коефіцієнт приведення використовують частіше ставку банківського відсотка. Хоча при аналізі конкретних інноваційних проєктів у фірмах США застосовують величину можливого доходу по альтернативним варіантам інвестицій (депозитна ставка по банківським депозитах; прибутковість акцій, при вкладенні засобів в акції).

Традиційно розрізняють абсолютну (загальну) і порівняльну економічну ефективність.

Для оцінки ефективності проєктів в сучасних умовах використовується ряд показників, основними з яких є:

- чиста сучасна вартість (Net Present Value, NPV);
- внутрішня норма доходності (Internal Rate of Return, IRR);
- індекс доходності (Profitability Index, PI);
- строк окупності (Payback Period, PP).

Застосовуються також показники модифікованої внутрішньої норми доходності (Modified Internal Rate of Return, MIRR) і коефіцієнти ефективності інвестицій (Accounting Rate of Return, ARR) та ін.

Всі ці показники, за винятком останнього, групуються на дисконтованих оцінках. Строк окупності інвестицій використовується як у недисконтованому (Dissented Pay back Period, DPP) вигляді. Для аналізу прибутковості інвестиційних проєктів нормативними документами в Україні рекомендуються показники NPV, IRR, PI, PP. Російські методичні рекомендації по оцінці ефективності інвестиційних проєктів і їх відбору для фінансування (2000 р. ) рекомендують ці показники для визначення комерційної, бюджетної і економічної ефективності.

Найвідоміший і найуживаніший показник чистої сучасної вартості (NPV) являє собою різницю між вхідними та вихідними грошовими потоками по проєкту, що розглядається. Тобто  $NPV$  - це різниця між майбутньою вартістю потоку очікуваних вигод і поточною вартістю нинішніх і наступних витрат проєкту протягом всього його циклу.

Загалом його можна записати так:

$$NPV = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (4.3)$$

де  $CF_t$  – чистий грошовий потік у періоді  $t$ ;

$n$  – період дії проєкту;

$r$  – ставка дисконтування.

$F_t$  визначається як різниця між результатами і витратами по інвестиційному проекту.

В залежності від особливостей одержання результатів і фінансування проекту існують різні записи показника  $NPV$ . Наприклад, якщо по проекті здійснюються одноразові вкладення в розмірі  $K$ , а результати одержують на протязі ряду ( $n$ ) років, то  $NPV$  можна записати так

$$NPV = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - K, \quad (4.4)$$

де  $CF_t$  - вхідний грошовий потік в період  $t$ ;

$n$  - тут час одержання результатів від проекту.

Вхідний грошовий потік звичайно включає прибуток ( $\Pi$ ) і амортизацію ( $A$ );

$$CF_t = \Pi + A, \quad (4.5)$$

Якщо і результати і витрати одержують за один період часу, то:

$$NPV = \sum_{t=1}^{t=n} [(CF_t)/(1+r)^t] - \sum_{t=1}^{t=n} K_t/(1+r)^t, \quad (4.6)$$

Найбільше часто результати і витрати одержують і здійснюють у різний час, тоді:

$$NPV = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{t=m} \frac{K_t}{(1+r)^{t-1}}, \quad (4.7)$$

де  $m$  – число років, на протязі яких здійснювалися вкладення в проект;

$n$  – число років, на протязі яких надходять результати від проекту.

Результати від інвестиційного проекту формуються з урахуванням:

- реальної ставки банківського відсотка;
- темпів інфляції (можливої);
- ризиків і відповідних премій за ризик;
- різного ступеня ліквідності по варіантах проекту і відповідної премії за відповідну ліквідність.

Усі ці фактори, повинні враховуватися в конкретних розрахунках. Як ставка дисконтування, може бути використана середня депозитна (кредитна) ставка, конкретна бажана норма прибутковості з урахуванням рівня інфляції, ризику і ліквідності чи альтернативна норма прибутковості по інших варіантах вкладень. Наприклад, опитування провідних нафтових корпорацій США показало, що як ставку дисконтування при визначенні ефективності проектів найчастіше застосовують:

- усереднений показник прибутковості акцій;

- існуючі ставки по кредитах;
- величини, засновані на досвіді фірми (бажані з обліком реальних).

Таким чином, величина ставки дисконтування залежить від господарської кон'юнктури, стану грошової сфери, фази економічного циклу, інших факторів. Для об'єктивної оцінки  $NPV$  необхідний спеціальний аналіз, урахування цих факторів, їхнього впливу на величину  $r$ .

Критерієм ефективності є позитивне чи значення максимальне значення  $NPV$ . Усі варіанти проекту, що має позитивне  $NPV$ , є прийнятними з економічної точки зору, кращим (за інших рівних умов) буде варіант із максимальним значенням  $NPV$ .

Недоліком показника  $NPV$ , є зокрема те, що ставка дисконтування звичайно береться незмінною для всього життєвого циклу. Крім того, необхідне урахування перерахованих вище факторів зустрічає об'єктивні складності при реальному виконанні. Складно визначити  $NPV$  по проектах, які включають дрібні окремі проекти. Проте, за рубежом більшість фахівців вважає  $NPV$  кращим показником у порівнянні з іншими.

Наприклад, Бірман і Шмідт вважають, що  $NPV$  більше відповідає довгостроковим інтересам акціонерів, ніж інші показники, наприклад максимізація доходу. Тому що бухгалтерські способи оцінки прибутку не враховують альтернативних способів використання фондів.

Розрахунок  $NPV$  за допомогою наведених формул достатньо трудомісткий. Тому для нього та інших показників з використанням дисконтування, розроблені спеціальні фінансові таблиці у яких дані значення складних відсотків, дисконтуючих множників та ін.

Показник *внутрішньої норми прибутковості* ( $IRR$ ) також заснований на концепції  $NPV$ .  $IRR$  являє собою таку величину ставки дисконтування  $r$ , при розрахунку  $NPV$ , при якій дисконтовані результати рівні дисконтованим капіталовкладенням. Тобто  $IRR$  є рішенням рівняння:

$$\sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{K_t}{(1+r)^t}, \quad (4.8)$$

Тобто  $IRR = r$ , при якому  $NPV = f(r) = 0$

Для визначення суті  $IRR$  використовують графічний метод, розглядаючи функцію

$$Y = f(r) = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{F_t}{(1+r)^t}, \quad (4.9)$$

Це нелінійна функція. При  $r = 0$  вираз у правій частині перетворюється в суму

складових грошового потоку. Тобто графік  $NPV$  перетинає вісь "Y" у точці що дорівнює сумі усіх елементів недисконтованого грошового потоку, включаючи величину початкових інвестицій.

Для класичних інвестиційних проектів, тобто таких у яких відтік (інвестицій) змінюється притоком коштів, у сумі більших інвестицій, функція  $Y=f(r)$  є спадаючою. Зі збільшенням  $r$  графік наближається до осі "X" і перетинає її в точці, яка і є  $IRR$  (рис. 4.2)

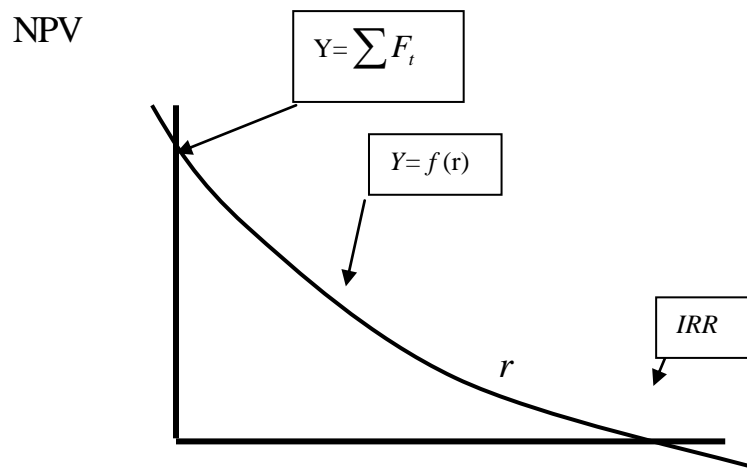


Рисунок 4.2 – Графік  $NPV$  класичного інвестиційного проекту

Економічний зміст  $IRR$  трактується по-різному. Часто  $IRR$  трактується, як найвища ставка відсотка яку може заплатити інвестор, не втративши при цьому в грошах, якщо усі фонди для фінансування інвестиційного проекту були узяті в борг. Загальна ж сума кредиту, включаючи відсоток, повинна бути, виплачена з доходів від інвестиційного проекту.

Розрахунок  $NPV$  інвестиційного проекту показує, чи буде ефективний проект при установленій величині  $r$  (норма дисконту).  $IRR$  визначається по показниках інвестиційного проекту і порівнюється з необхідною інвесторам величиною прибутковості по інвестиційному проекту. При цьому як альтернативний варіант вкладенням коштів у розглянутий інвестиційний проект, можуть розглядатися вкладення цих коштів в інші проекти, наприклад, депозити в банку. При ставці відсотка рівній внутрішній нормі окупності, інвестування фінансових засобів у проект дає в підсумку ту ж величину доходу, що і вкладення їх у банк на депозитний рахунок. Тобто при цій величині відсотка обидва варіанти економічно еквівалентні. При такому трактуванні  $IRR$  є граничною ставкою відсотка за кредит, що розділяє ефективні і неефективні проекти.

Якщо розрахунок ефективності інвестиційного проекту по  $NPV$  і  $IRR$  дає різні ре-

зультати, то більшість фахівців рекомендують приймати рішення по *NPV*.

Рівень *IRR* визначається даними інвестиційного проекту. Величина *IRR* залежить не тільки від співвідношення капітальних витрат і результатів по проекту, але і від їх розподілу за часом. Чим більше часу відокремлює від моменту одержання результатів по проекту і момент здійснення капітальних вкладень, тим нижче значення *IRR*.

На практиці будь-яка організація фінансує свою діяльність із різних джерел. При цьому виплачуються відсотки, дивіденди та ін. Показник, що характеризує ці витрати називається середньозваженою ціною капіталу (*WACC*) і розраховується по формулі середньої арифметичної зваженої.

Таким чином, економічний смисл *IRR* полягає в тому, що організація може приймати будь-які рішення інвестиційного характеру, рівень яких не нижче поточного значення "ціни капіталу" (*CC*), під якою розуміється *WACC*, якщо джерело коштів не визначається, або ціна конкретного інвестора,

З показником *CC* і зрівнюється критерій *IRR*:

Якщо:  $IRR > CC$ , то проект приймається;  $IRR < CC$ , то проект відхиляється.

Тобто проект приймається, якщо його *IRR* більше деякої граничної величини.

Суттєва різниця між показниками *NPV* і *IRR* полягає в тому, що використання *IRR* веде до вибору одного проекту, а вибір по *NPV* залежить від ставки дисконту.

Проблемою при застосуванні *IRR* є те, що неможливо дати однозначну оцінку по *IRR*, якщо *NPV* змінює знак декілька разів. *IRR*, неможливо застосувати для вибору проектів різного масштабу тривалості, та неоднакових часових періодів.

За рубежом розрахунок *IRR* застосовують для першого кроку оцінки інвестиційного проекту.

Для подальшого аналізу відбирають ті проекти, що мають значення більше граничного значення (наприклад, 15-20%).

Показник індексу *прибутковості* визначається як відношення дисконтованих результатів і витрат по інвестиційному проекті.

$$I_{\partial} = \frac{\sum C \times F}{(1+r)^t} / K. \quad (4.10)$$

Якщо капітальні витрати ( $D_0$ ) також розподіляються за часом, то  $I_{\partial}$  визначається з урахуванням дисконтування:

$$I_{\partial} = \frac{\sum CF}{(1+r)^t} / \frac{\sum K}{(1+r)^t}. \quad (4.11)$$

Прийнятними варіантами інвестиційного проекту будуть ті, у яких  $I_{\partial} \geq 1$ , за інших

рівних умов, чим більше  $I_0$  тим краще (ефективніше) варіант інвестиційного проекту.

При аналізі прибутковості інвестицій використовують так само й інші показники.

В інвестиційній діяльності багатьох зарубіжних і вітчизняних компаній широко використовується *показник строку окупності (Payback Period - PP)*. Це один з найбільш простих і часто використовуваних у практиці оцінки ефективності інвестицій методів.

$PP$  – період часу, на протязі якого надходження по інвестиційному проекту стають рівними первісним капіталовкладенням в розглянутий проект. Якщо вхідні грошові потоки по проекту в різні роки рівні, то строк окупності визначається як:

$$T = \frac{K}{\Pi + A}, \quad (4.12)$$

де  $K$  – первісні капітальні вкладення;

$A$  – амортизаційні відрахування.

Якщо ж вхідні грошові потоки по проекту в різні роки відрізняються, то період окупності визначається строком, за який сумарні надходження стануть рівними первісним капітальним вкладенням, тобто:

$$\sum_{i=1}^{i=T} (\Pi_i + A_i) = K, \quad (4.13)$$

де  $T$  – і є строк окупності.

Якщо необхідно враховувати капітальні вкладення, які розподіляються на декілька років й інші, у тому числі і первісні вкладення ( $K_n$ ), то  $PP$  розраховується як:

$$\sum_{i=1}^{i=T} (\Pi_i + A_i) = K_{\Pi} + \sum_{t=1}^{t=n} K_t \times (1+r)^t, \quad (4.14)$$

де  $n$  – кількість років здійснення капіталовкладень.

Прийнятими будуть проекти зі строком окупності  $T$  меншим, ніж встановлене інвестором або господарюючим су'б'єктом нормативне значення. Із декількох взаємовиключаючих проектів слід приймати проект з меншим значенням  $PP$ . За нормативне значення  $PP$  може прийматись строк повернення основної суми боргу і відсотку по кредиту. Показник  $PP$  є простим для розрахунку. Його величина певною мірою дає оцінку ризику (низький  $PP$  свідчить про невисокий ризик і навпаки). В отій же час  $PP$  не враховує фактор часу, не оцінює результати проекта за межами строку окупності; не має властивості адитивності.

Як поліпшений варіант використовується дисконтований строк окупності, при якому дисконтовані результати порівнюються із сумарними дисконтованими витратами.

$$\sum_{i=1}^{i=T} \frac{(P_t + A_t)}{(1+r)^t} = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} K_t}{(1+r)^t} \cdot \quad (4.15)$$

Для оцінки ефективності інвестицій та інновацій використовують і інші показники, зокрема ціну споживання. В реальних розрахунках необхідно також приймати до уваги інфляцію і ризики.

*Ціна споживання* – сумарні витрати, пов'язані з придбанням, впровадженням у дію, а також експлуатацією виробу, що є об'єктом інвестиційного проекту.

Найбільш загальний і простий запис ціни споживання:

$$C_{\text{сп}} = C_{\text{оп}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{мн}} + И, \quad (4.16)$$

де  $C_{\text{оп}}$  – оптова ціна;

$Z_{\text{пр}}$  – інші витрати, пов'язані з придбанням виробу (збори, мита) включені в балансову вартість;

$Z_{\text{мн}}$  – витрати пов'язані з введенням виробу в експлуатацію (транспортування, налагодження, монтаж і ін. );

$И$  – експлуатаційні витрати.

#### 4.3. Склад капітальних і поточних витрат при оцінці технічних рішень

В загальних положеннях методики [60] розрахунок капітальних витрат (К) не деталізується на конкретні складові. В розрахунках річного економічного ефекту в цій же методиці в склад К включено:

$$K = K_{\text{му}} + K_{\text{ниокр}} + K_{\text{пдм}} + K_{\text{поф}} + K_{\text{пл}} + K_{\text{тм}} + У - П, \quad (4.17)$$

де  $K_{\text{му}}$  – витрати відповідно до Методичних вказівок по складанню плану народного господарства;

$K_{\text{ниокр}}$  – витрати на науково-дослідні і дослідно-конструкторські роботи, включаючи витрати на дослідження і доробку дослідних зразків;

$K_{\text{пдм}}$  – витрати на придбання, доставку, монтаж, технічну підготовку, наладку і освоєння виробництва;

$K_{\text{поф}}$  – витрати на поповнення основних фондів, пов'язані зі створенням і використанням нової техніки;

$K_{\text{пл}}$  – вартість необхідних виробничих площ;

$K_{\text{тм}}$  – витрати на технічні заходи і устаткування, які попереджують негативний вплив техніки на навколишнє середовище;



У – збиток від виробництва і реалізації продукції в період освоєння виробництва;

П – прибуток від виробництва і реалізації продукції в період освоєння виробництва.

В галузевій інструкції, яка діяла в електротехнічній промисловості [61], капітальні витрати (К) включають:

$$K = K_{об} + K_{ущ} + K_{зд} + K_{осн} + K_o + K_{нир}, \quad (4.18)$$

де  $K_{об}$  – витрати на придбання обладнання по балансовій вартості, включаючи витрати на транспортування, фундаменти і монтаж;

$K_{ущ}$  – витрати, пов'язані з ліквідацією діючого обладнання;

$K_{зд}$  – витрати на виробничі приміщення;

$K_{осн}$  – витрати на оснащення, яке відноситься до основних фондів;

$K_o$  – витрати (економія), пов'язані зі збільшенням (зменшенням) оборотних коштів;

$K_{нир}$  – витрати на науково-дослідні і проектно-конструкторські роботи для створення і впровадження нової техніки.

Якщо при впровадженні нового заходу обладнання, що вивільняється, далі використовується, то до нових капітальних вкладень додаються витрати, пов'язані з демонтажем цього обладнання.

В інструкції для енергомашинобудування [62] капітальні витрати рекомендувалось визначать більш детально:

$$K = K_n + K_{нир} + K_{пк} + K_{тп} + K_{нк} + K_{им} + K_{иio} + K_{иo} + K_{но} + K_{пси} + K_{пно} + K_{нто} + K_{утд} + K_{впз}, \quad (4.19)$$

де  $K_n$  – безпосередні капітальні вкладення, пов'язані зі створенням об'єкта установки нового і базового обладнання;

$K_{нир}$  – витрати на науково-дослідні роботи по створенню нової техніки;

$K_{пк}$  – витрати на проектування і конструювання нового обладнання;

$K_{тп}$  – витрати на розробку технологічного процесу виготовлення нового обладнання;

$K_{нк}$  – витрати на розробку нормативів, кошторисних калькуляцій собівартості виготовлення нового обладнання;

$K_{им}$  – витрати на дослідження матеріалів, напівфабрикатів, інструментів для виготовлення нового обладнання;

$K_{иio}$  – витрати на виготовлення і дослідження обладнання, яке викорис-

товується в якості зразка в експериментальних або економічних цілях;

$K_{\text{но}}$  – витрати на виготовлення дослідного зразка або першої дослідної партії нового обладнання і його дослідження;

$K_{\text{но}}$  – витрати на наладку і освоєння дослідного зразка обладнання з метою доведення показників його роботи до проектних;

$K_{\text{пси}}$  – витрати на проектування спеціального інструменту і оснастки, розробку технологічних процесів їх виготовлення;

$K_{\text{пно}}$  – витрати на створення і придбання нових засобів виробництва, їх монтаж і наладку для організації випуску нового обладнання, а також на збільшення оборотних фондів, необхідних для випуску нового виробу;

$K_{\text{нто}}$  – витрати на перестановку і наладку технологічного обладнання;

$K_{\text{утд}}$  – витрати на уточнення технічної документації перед переходом на серійний випуск нового обладнання;

$K_{\text{впз}}$  – витрати на відшкодування підвищених витрат першого року серійного виробництва нових виробів.

Передвиробничі витрати, які відносяться на одиницю нової техніки, визначаються діленням їх загальної суми на годинний обсяг випуску. Якщо при створенні нового обладнання необхідно змінити конструкцію або склад допоміжного обладнання то в супутніх капітальних вкладеннях рекомендується враховувати зміну витрат на його установку. При реконструкції діючого виробництва в складі капітальних витрат необхідно враховувати залишкову вартість обладнання, що демонтується (зі знаком „+”) і суму від реалізації частини обладнання, що демонтується (зі знаком „–”).

В останній з радянських методик [63], капітальні вкладення укрупнено рекомендується визначати як:

$$K = K_{\text{му}} + K_{\text{нкт}} + K_{\text{оп}} + K_{\text{пмн}} + K_{\text{сп}} + K_{\text{ос}} + K_{\text{пв}} + K_{\text{ое}} + K_{\text{си}}, \quad (4.20)$$

де  $K_{\text{му}}$  – капітальні вкладення, які визначаються відповідно до методичних вказівок щодо розробки державних планів;

$K_{\text{нкт}}$  – витрати на науково-дослідні, експериментальні, конструкторські, технологічні і проектні роботи;

$K_{\text{оп}}$  – витрати на освоєння виробництва і доопрацювання дослідних зразків;

$K_{\text{пмн}}$  – витрати на придбання, доставку, монтаж, наладку і освоєння обладнання;

$K_{\text{сп}}$  – витрати на будівництво або реконструкцію будівель і споруд та інші елементи основних фондів;

$K_{\text{ос}}$  – витрати на поповнення оборотних коштів, пов'язаних з заходом, що здійснюється;

$K_{\text{пв}}$  – витрати на попередження втрат від погіршення якості земель, зменшення угідь та ін.;

$K_{\text{ое}}$  – витрати на попередження негативних соціальних, екологічних та інших наслідків;

$K_{\text{си}}$  – витрати на створення соціальної інфраструктури.

Підкреслюється, що передвиробничі витрати враховуються повністю в складі одноразових тільки у випадках, коли результати цих витрат використовуються для конкретного заходу.

В сучасних умовах на загальнодержавному рівні в збірнику [64] наведено перелік капітальних витрат підприємства, які воно витратило на момент формування інноваційної пропозиції:

$$K = K_{\text{ндр}} + K_{\text{мд}} + K_{\text{дсп}} + K_{\text{л}} + K_{\text{рп}} + K_{\text{пн}} + K_{\text{нв}} + K_{\text{пк}} + K_{\text{см}} + K_{\text{пс}} + K_{\text{му}} + K_{\text{пу}} + K_{\text{бс}} + K_{\text{зд}} + K_{\text{ік}}, \quad (4.21)$$

де  $K_{\text{ндр}}$  – витрати на проведення НДР та ДКР;

$K_{\text{мд}}$  – витрати на маркетингові дослідження;

$K_{\text{дсп}}$  – витрати на дослідження соціальних (екологічних) питань;

$K_{\text{л}}$  – витрати на придбання ліцензій та know-how;

$K_{\text{рп}}$  – витрати на розробку придбання та модернізацію технологій;

$K_{\text{пн}}$  – витрати на пуско-налагоджувальні роботи;

$K_{\text{нв}}$  – накладні витрати інвестиційного періоду;

$K_{\text{пк}}$  – витрати на перенавчання кадрів;

$K_{\text{см}}$  – витрати на створення мережі збуту;

$K_{\text{пс}}$  – витрати на придбання (оренду) споруд;

$K_{\text{му}}$  – витрати на модернізацію устаткування;

$K_{\text{пу}}$  – витрати на придбання устаткування;

$K_{\text{бс}}$  – витрати на будівництво споруд;

$K_{\text{зо}}$  – витрати на збільшення обігового капіталу;

$K_{\text{ік}}$  – інші капітальні витрати.

Достатньо детально наводиться склад капітальних витрат в роботі [65]. Вони включають 9 груп.

1. Передвиробничі витрати (витрати на НДДКР, маркетингові, юридичні, купівлю землі, підготовку будівельного майданчика, випуск цінних паперів та ін.).

2. Витрати на будівництво споруд, придбання обладнання і технологій.

3. Транспортно-заготівельні витрати по доставці виробів.

4. Вартість монтажу.

5. Вартість додаткових пристроїв.

6. Витрати на обладнання, що запобігає негативному впливу виробів на умови праці та навколишнє середовище.

7. Витрати на поповнення обігових коштів.

8. Непередбачені витрати (в зв'язку з неточністю визначення попиту, зміною вартості матеріалів та ін.).

9. Післяексплуатаційні витрати (консервація конструкції, утилізація відходів та ін.).

В останні 10-15 років видано багато публікацій по проблемі енергозаощадження. В той же час тільки в деяких з них аналізуються питання оцінки капітальних, експлуатаційних витрат, розглядаються розрахунки енергоефективності. Так, в [66] наводяться „типові компоненти, які слід вкладати в розрахунки загальної вартості проекту з енергозаощадження”:

- вартість закупки енергозаощаджуючого обладнання;
- вартість закупки допоміжного обладнання;
- витрати на доставку ( митні формальності і встановлення обладнання);
- витрати на страхування;
- витрати на ізоляцію;
- витрати на тестування і введення установки в промислову експлуатацію;
- виплати за консультування;
- витрати на проектування;
- витрати на будівництво;
- витрати на переміщення виробничого обладнання;
- витрати на діяльність, необхідну для виконання вимог техніки безпеки;

- витрати на перебудову каркаса приміщення, необхідного для встановлення нового обладнання;
- витрати на навчання персоналу;
- вартість продукції, яка не виробляється підчас простою.

Ці складові можна використовувати при оцінці ефективності енергозаощадження.

Узагальнюючи дані щодо складу капітальних вкладень у наведених вище, та в інших методичних вказівках, наукових та навчальних публікаціях можна, на наш погляд виділити такі їх складові:

1. Маркетингові витрати для обґрунтування необхідності енергозаощадження.
2. Витрати на науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи по створенню енергозаощаджуючого обладнання.
3. Витрати на розробку нормативів, кошторисних калькуляцій собівартості нового обладнання.
4. Витрати на освоєння виробництва та доводку дослідних зразків енергозаощаджуючого обладнання.
5. Витрати на придбання такого обладнання.
6. Витрати на транспортування, монтаж, налагодження та освоєння.
7. Витрати на придбання, транспортування, монтаж та налагодження допоміжного обладнання.
8. Юридичні витрати.
9. Витрати на купівлю (оренду) земельної площі.
10. Витрати на побудову будівель та споруд, пов'язаних з об'єктом або їх реконструкцією.
11. Витрати на поповнення оборотних коштів, пов'язаних з даним заходом.
12. Витрати на екологічні заходи.
13. Витрати на соціальні заходи.
14. Витрати на придбання ліцензій та know-how.
15. Накладні витрати інвестиційного періоду.
16. Витрати на навчання персоналу.
17. Витрати на техніку безпеки, пов'язану з об'єктом.
18. Витрати на перестановку і наладку технологічного обладнання.

19. Витрати на консервацію утилізацію об'єкта.

20. Інші капітальні витрати.

Конкретний склад капітальних витрат визначається особливостями об'єкта енергозаощадження.

В традиційних розрахунках економічної ефективності на основі співставлення приведених витрат по різних варіантах виробів [67] поточної витрати (С) наводились в загальному вигляді, без деталізації конкретних складових. Там же в розрахунках річного економічного ефекту в річні експлуатаційні витрати споживача ( $I_1, I_2$ ) рекомендувалось зокрема включати тільки частину амортизації на капітальний ремонт предметів праці, тобто без урахування витрат на їх реновацію, а також амортизаційні відрахування по супутніх капітальних вкладеннях споживача.

В галузевих методиках [61, 62] поточні витрати розглядалися більш детально. Так в [61] в поточні витрати (С) включаються:

$$C = C_m + C_{зп} * K_c + C_э + C_{осн} + C_i + C_{амосн} + C_{амб} + C_{пл}, \quad (4.22)$$

де  $C_m$  – витрати на сировину та матеріали;

$C_{зп}$  – основна і додаткова заробітна плата виробничих робітників;

$K_c$  – коефіцієнт, який враховує відрахування на соціальне страхування;

$C_э$  – витрати на паливо і енергію для технологічних цілей;

$C_{осн}$  – витрати на оснастку;

$C_i$  – витрати на інструменти;

$C_{амосн}$  – амортизаційні відрахування і інші поточні витрати, пов'язані з утриманням і ремонтом оснастки, яка відноситься до основних фондів;

$C_{амб}$  – амортизаційні відрахування і витрати на ремонт і обслуговування обладнання;

$C_{пл}$  – амортизаційні відрахування і витрати на утримання і поточний ремонт виробничих приміщень.

Аналогічно поточні витрати рекомендовано розрахувати і в [62].

В галузевій інструкції [63] експлуатаційні витрати споживача  $I_1, I_2$  рекомендується визначать по тих статтях поточних експлуатаційних витрат, які змінюються. До них відноситься частина амортизації основного обладнання та амортизація супутніх капітальних вкладень. Якщо при зміні конструкції змінюється технологія ремонту, то в експлуатаційних статтях враховуються витрати на ремонти розробленого і базового виробу.

В методиках розрахунку економічної ефективності експлуатаційні витрати детально не розглядаються, на відміну від матеріальних джерел. Так в [65] до поточних (експлуатаційних) витрат віднесено наступні:

1. Амортизаційні відрахування на реновацію.
2. Витрати на технічне обслуговування та планові ремонти.
3. Вартість енергії, яка споживається.
4. Витрати на утримання та експлуатацію обладнання.
5. Накладні витрати.
6. Витрати, пов'язані з неоднаковим рівнем споживчих якостей виробів.

Детально витрати на технічне обслуговування та ремонти розглядаються у відповідних методиках (положеннях) [67-74]. При цьому слід відзначити, що системи ТО і ремонту на українських підприємствах переважно використовуються ще радянські. Склалося так, що в різних галузях використовують різні системи, які можуть суттєво відрізнятися. Найбільше – в машинобудуванні [67, 68, 73, 75], де планування цих витрат виконується з використанням категорій складності ремонту. Тут обладнання по технологічному призначенню поділено на 10 видів (класів) [67]: металоріжуче, ковальсько-пресове, деревообробне, ливарне, для гальванопокриттів виробів, зварювальне, термічне, для нанесення лакофарбових покриттів, інше технологічне та підйомно-транспортне.

Технічне обслуговування включає витрати на:

- 1) підтримку нормальних умов в приміщеннях; 2) щозмінне технічне обслуговування; 3) виконання ТО-1; 4) виконання ТО-2; 5) виконання ТО-3; 6) долив, поновлення мастильних матеріалів; 7) заміна мастильних матеріалів; 8) відбір проб масел на хіманаліз; 9) перевірка обладнання на точність; 10) технічний огляд; 11) випробування електричної частини обладнання; 12) поточний ремонт; 13) середній ремонт; 14) капітальний ремонт; 15) модернізація; 16) монтаж (демонтаж); 17) пусканалагоджувальні роботи.

Основні, найбільш суттєві витрати – на проведення ТО-1, ТО-2, ТО-3, поточних, середніх та капітальних ремонтів.

В металургійній промисловості [69, 70] виділяють витрати на:

- 1) технічне обслуговування; 2) поточний ремонт; 3) середній ремонт; 4) капітальний ремонт; 5) модернізацію. Роботи плануються на конкретне

обладнання.

В енергетиці [72, 73] склад робіт дещо відрізняється. Тут [72] виділено витрати на: 1) технічне обслуговування; 2) капітальні ремонти; 3) середні ремонти; 4) поточні ремонти; 5) планові ремонти; 6) непланові ремонти; 7) регламентовані ремонти; 8) ремонти по технічному стану. Додатково до попередніх запропоновано враховувати витрати на непланові ремонти, регламентовані ремонти, ремонти по технічному стану.

#### 4.4. Оцінка поточних і капітальних витрат по заходах з теплопостачання

*Економічний ефект* відображає різні вартісні показники, що характеризують проміжні та кінцеві результати промислового виробництва на підприємстві (в галузі чи в промисловості в цілому). До таких показників відносять обсяг товарної, чистої або реалізованої продукції, величина одержаного прибутку, економія тих або інших видів виробничих ресурсів або загальна економія від зниження собівартості продукції тощо [76].

Річний економічний ефект від реалізації заходів з теплопостачання на основі сучасних підходів можна визначити в такий спосіб [77]:

$$\Delta B = B_1 - B_2 = (C_1 + E_H K_1) - (C_2 + E_H K_2), \quad (4.23)$$

де  $B_1 - B_2$  – приведені витрати відповідно до і після реалізації заходів з теплопостачання;

$C_1, C_2$  – відповідні річні витрати виробництва (експлуатаційні витрати) за цими варіантами;

$K_1, K_2$  – капіталовкладення;

$E_H$  – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капіталовкладень.

Перегрупувавши доданки у формулі (4.23) і замінивши річні витрати виробництва  $J$  добутком собівартості  $S$  на річний випуск продукції  $\epsilon$ , одержимо формулу річного економічного ефекту, грн./рік

$$\Delta S = \Delta S \epsilon - E_H \Delta K, \quad (4.24)$$

де  $\Delta S$  – це економія (зниження) собівартості, що дорівнює  $S_1 - S_2$ .

Очевидно, що умовою економічно правильного рішення є:

$$\Delta S \epsilon > E_H \Delta K. \quad (4.25)$$



Запланований приріст річного прибутку від зниження собівартості теплової енергії, грн./рік ( $\Delta m$ ):

$$\Delta m = (S_1 - S_2) \varepsilon, \quad (4.26)$$

де  $S_1, S_2$  – собівартість теплової енергії до і після реалізації заходів з теплопостачання на основі сучасних підходів;

$\varepsilon$  – кількість виробленої теплової енергії.

Термін окупності додаткових капіталовкладень у заходи з теплопостачання визначають за формулою:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta m}. \quad (4.27)$$

Зведений госпрозрахунковий ефект ( $\Delta B$ ) визначають:

$$\Delta B = \Delta m - E_H \Delta K. \quad (4.28)$$

Розглянемо докладно складові річного економічного ефекту.

*Приведені витрати* – це сумарні витрати, що враховують капіталовкладення і експлуатаційні витрати, та зведені до єдиного вимірника [28]. Також, *приведені витрати* – це сума поточних витрат, які приведені до однакової розмірності відповідно до нормативного коефіцієнта ефективності [78].

Для економічно вигідного варіанту повинно:

$$C + E_H K = \min. \quad (4.29)$$

Основними складовими капіталовкладень і експлуатаційних витрат, які доводиться враховувати при техніко-економічних розрахунках в області теплопостачання, є такі [29]:

1) капіталовкладення:

- у джерела теплової і електричної енергії: теплоелектроцентралі (ТЕЦ), районні теплові електричні станції (КЕС), районні або місцеві котельні;
- у теплові і електричні мережі, в центральні (ЦТП) і місцеві (МТП) теплові пункти;
- у місцеві абонентські установки і окремі елементи систем теплопостачання: насоси, теплообмінники, баки-акумулятори та ін.

2) експлуатаційні витрати:

- щорічні відрахування від перерахованих вище капіталовкладень на амортизацію, поточний ремонт, техніку безпеки та ін.;

- щорічні витрати на паливо, теплові втрати, перекачування теплоносія, воду, хімводоочистку підживлювальної води і на обслуговування систем теплопостачання.

Крім того, при будівництві систем теплопостачання доводиться іноді враховувати додаткові витрати, пов'язані з відторгненням землі, перенесенням існуючих виробництв з компенсацією продукції, що втрачається, та ін.

Автори В.Є. Козін, А.П. Сафонов для вирішення поставлених техніко-економічних завдань пропонують у *капітальних витратах* враховувати три складові: капітальні витрати на теплові мережі, абонентські системи і теплову ізоляцію [28, 79].

Капітальні вкладення в *теплові мережі* проф. Б.Л. Шифрінсон рекомендує визначати за формулою [1, 28, 79]

$$K_{\text{т.м}} = \sum_1^m (a + b d_i^\beta) l_i, \quad (4.30)$$

де  $m$  – число ділянок теплової мережі;

$a, b, \beta$  – коефіцієнти, що залежать від способу прокладки і конструкції мереж, методу виробництва робіт;

$d_i, l_i$  – діаметр і довжина ділянки теплопроводу, м.

У техніко-економічних розрахунках можна приймати  $\beta = 1$ , тоді

$$K_{\text{т.м}} = a \sum_1^m l_i + bM, \quad (4.31)$$

де  $M = \sum_1^m d_i l_i$  – це матеріальна характеристика теплової мережі,  $\text{м}^2$ .

Оскільки діаметр ділянки теплопроводу розраховується за формулою

$$d_i = 0,073 \frac{G_i^{0,38} l_i^{0,19}}{\Delta P_{\text{л}}^{0,19}}, \quad (4.32)$$

то після підстановки  $d_i$  у рівняння матеріальної характеристики та нескладних перетворень отримаємо

$$K_{\text{т.м}} = a \sum_1^m l_i + 0,073b \frac{L^{0,19}}{\Delta P_{\text{л}}^{0,19}} \sum_1^m G_i^{0,38} l_i; \quad (4.33)$$

або

$$K_{\text{т.м}} = a \sum_1^m l_i + 0,91b \frac{L^{0,19}}{(\delta \tau')^{0,38} \Delta P_{\text{л}}^{0,19}} \sum_1^m Q_i^{0,38} l_i. \quad (4.34)$$

де  $L$  – довжина головної магістралі, м;

$\Delta P_{\text{л}}$  – лінійні втрати тиску у всій мережі, Па;

$G_i$  – витрата води на ділянці мережі, т/г;

$Q_i$  – теплове навантаження на ділянці, МВт.

У додатку 19 [28] наведено значення коефіцієнтів  $a$  і  $b$ .

Капітальні вкладення в *абонентські системи* житлових і громадських будівель можна приймати такими. Питома вартість опалювальних систем при розрахункових температурах води  $\tau_1' = 95^\circ\text{C}$ ,  $\tau_2' = 70^\circ\text{C}$  складає від 18 до 26 тис. грн. на 1 МВт розрахункової теплової потужності.

Вартість одного еквівалентного квадратного метра поверхні опалювальних приладів складає 5-6 грн., калориферів – 2-3 грн./м<sup>2</sup>, водоводяних підігрівачів – 20-30 грн./м<sup>2</sup>. Кошторисна вартість 1 м<sup>3</sup> ємкості баків-акумуляторів з комунікаціями складає близько 30-40 грн.

Вартість *теплової ізоляції* на ділянці теплопроводу визначається за формулою

$$K_{\text{и}} = \pi l [a_{\text{и}} \delta (d + \delta) + a_{\text{п}} (d + 2\delta)], \quad (4.35)$$

де  $l$ ,  $d$  – довжина і діаметр ділянки теплопроводу, м;

$\delta$  – товщина ізоляції, м;

$a_{\text{и}}$  – питома вартість ізоляції, грн./м<sup>3</sup>;

$a_{\text{п}}$  – питома вартість захисного покриття, грн./м<sup>2</sup>.

За відсутності точних даних про вартість основних елементів теплової ізоляції можна приймати  $a_{\text{и}} = 40\text{-}50$  грн./м<sup>3</sup>,  $a_{\text{п}} = 1,8\text{-}2,2$  грн./м<sup>2</sup>.

На думку А.А. Іоніна, А.В. Клименка, В.М. Зоріна, капіталовкладення в елементи та вузли систем теплопостачання повинні визначатися за кошторисними даними, що складаються на підставі опрацювань порівнюваних варіантів, робочих креслень або типових проектів [29, 80]. При відсутності таких для попередніх розрахунків можна використовувати укрупнені показники. В останньому випадку капіталовкладення в елементи та вузли систем теплопостачання визначаються, як правило, за формулою

$$K = K_{\text{пит}} P, \quad (4.36)$$

де  $K_{\text{пит}}$  – питомі капіталовкладення у окремі елементи або ву-

зли, грн./од.,

$P$  – повна потужність (габарити) елемента або вузла, що виражена в одиницях вимірювання (теплова і електрична потужність, навантаження, сумарна довжина мережі, площа теплообмінної поверхні і т.д.). Зокрема, питомі капіталовкладення у міські теплові магістральні та розподільні мережі (без урахування транзитних мереж) при розрахункових температурах води 150/70°C в тис. грн./(ГДж/год.) розрахункового максимального навантаження визначаються за формулою

$$K_{\text{пит}}^{\text{т.м}} = 3,47 \varphi_{\text{с}} \varphi_{\text{п}} \frac{Q^{0,16}}{q^{0,8}}, \quad (4.37)$$

де  $Q$  – розрахункове максимальне теплове навантаження району, ГДж/год.;

$q$  – теплощільність району в межах площі забудови, ГДж/(год. Га);

$\varphi_{\text{с}}$  і  $\varphi_{\text{п}}$  – поправочні коефіцієнти. Так коефіцієнт  $\varphi_{\text{с}}$  враховує характер зміни поточної витрати води в мережі залежно від схем приєднання споживачів, методу регулювання відпуску тепла і співвідношення навантажень гарячого водопостачання і опалення, а  $\varphi_{\text{п}}$  – враховує тип і умови прокладання теплової мережі.

*Експлуатаційні витрати* на виробництво та передачу електричної та теплової енергії, грн./рік, групуються у кошторисі відповідно з їхнім економічним змістом і розраховуються за формулою [1, 80]

$$C = C_{\text{мат}} + C_{\text{оп}} + C_{\text{соц.п}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{ін}}, \quad (4.38)$$

де  $C_{\text{мат}}$  – матеріальні витрати;

$C_{\text{оп}}$  – витрати на оплату праці;

$C_{\text{соц.п}}$  – відрахування на соціальні потреби;

$C_{\text{ам}}$  – амортизація основних засобів на їх повне відновлення (реновацію);

$C_{\text{ін}}$  – інші витрати.

Зокрема, матеріальні витрати містять такі складові: 1) витрати на придбання сировини та основних матеріалів, які є необхідними компонентами при виготовленні продукції; 2) витрати на до-

поміжні матеріали; 3) плата за воду, що забирається енергетичними підприємствами з водогосподарчих систем; 4) витрати на оплату послуг виробничого характеру, що виконуються сторонніми організаціями; 5) витрати на паливо, що придбане зі сторони та витрачається на виробництво електричної та теплової енергії, на транспортні роботи, що виконуються власним транспортом із обслуговування виробництва; 6) витрати на покупну енергію всіх видів.

В.Є. Козін, А.А. Іонін, А.П. Сафонов для вирішення вузького класу техніко-економічних завдань пропонують враховувати тільки такі складові експлуатаційних витрат [28, 79]:

$$C = C_T + C_{\Pi} + C_{T,\Pi} + C_o, \quad (4.39)$$

де  $C_T$  – витрати на паливо, грн/рік;

$C_{\Pi}$  – витрати на перекачування теплоносія;

$C_{T,\Pi}$  – річна вартість теплових втрат теплопроводами;

$C_o$  – вартість річних відрахувань від капітальних вкладень на відновлення основних фондів, капітальний і поточний ремонт.

Щорічні витрати на *паливо* складають [29]:

$$C_T = zB, \quad (4.40)$$

де  $z$  – питомі замикаючі витрати на умовне паливо, грн./т;

$B$  – річні витрати палива, т/рік.

Річні витрати на *перекачування теплоносія* визначають за формулою [28, 29, 79]

$$C_{\Pi} = z_e E_{\Pi}, \quad (4.41)$$

де  $z_e$  – питомі замикаючі витрати на електроенергію, грн./кВт\*г;

$E_{\Pi}$  – річна витрата електроенергії мережевими насосами, кВт\* г/рік,

$$E_{\Pi} = 2,9 \cdot 10^{-7} (1 + \alpha) \sum_1^k \frac{G \Delta P_{\pi} n}{\eta_{\pi,y}}, \quad (4.42)$$

де  $\alpha$  – частка місцевих опорів;

$k$  – кількість гідравлічних режимів роботи системи протягом року;

$G$  – витрата мережевої води при даному режимі роботи, т/г;

$\Delta P_{\pi}$  – лінійні втрати тиску в усій мережі;

$n$  – час роботи насосів при тому ж режимі мережі, год./рік;

$\eta_{\pi,y}$  – ККД насосної установки.

Якщо протягом року здійснювалося тільки центральне якісне регулювання відпустки тепла, то

$$E_{\pi} = 2,9 \cdot 10^{-7} (1 + \alpha) \sum_1^k \frac{G \Delta P_{\pi} n_0}{\eta_{\pi, y}}, \quad (4.43)$$

де  $n_0$  – час роботи системи теплопостачання протягом року, год./рік.

Річну вартість *теплових втрат* теплопроводами визначають за формулою [28, 29, 79]

$$C_{\pi, \pi} = z_{\pi} Q_{\pi, \pi}, \quad (4.44)$$

де  $z_{\pi}$  – питомі замикаючі витрати на тепло, грн./МВт-г;

$Q_{\pi, \pi}$  – річні втрати тепла всіма теплопроводами мережі, МВт-г/рік.

Орієнтовано річні втрати тепла можна визначити за формулою

$$Q_{\pi, \pi} = 0,95 k \pi (\tau_{\text{сер}} - t_0) (1 + \beta) n_0 10^{-6} \frac{L^{0,19}}{(\delta \tau')^{0,38} \Delta P_{\pi}^{0,19}} \sum_1^m Q_i^{0,38} l_i, \quad (4.45)$$

де  $k$  – коефіцієнт теплопередачі теплопроводу з урахуванням ізоляції, каналів, ґрунту, віднесений до поверхні неізолюваної труби ( $k = 1.1 \div 1,5$  Вт/м<sup>2</sup>\*°С);

$t_0$  – середньорічна температура навколишнього середовища, °С;

$\beta$  – коефіцієнт місцевих втрат тепла;

$n_0$  – кількість годин роботи мережі в році, г/рік;

$Q_i$  – розрахункове теплове навантаження на ділянці теплопроводу, МВт;

$l_i$  – довжина ділянки мережі, м;

$\tau_{\text{сер}}$  – середньорічна температура теплоносія, °С,

$$\tau_{\text{сер}} = \frac{\tau_1 n_1 + \tau_2 n_2 + \tau_3 n_3 + \dots}{n_1 + n_2 + n_3 + \dots}, \quad (4.46)$$

де  $\tau_1, \tau_2, \tau_3$  – середні температури в теплопроводі, що відповідають температурам зовнішнього повітря  $t_{\pi 1}, t_{\pi 2}, t_{\pi 3}, \dots$  і мають тривалість протягом року  $n_1, n_2, n_3, \dots, n_{\pi}$ .

Річні відрахування від капіталовкладень на відновлення основних фондів, капітальний і поточний ремонт визначають за формулою [28, 29, 79]

$$C_0 = pK, \quad (4.47)$$

де  $K$  – капіталовкладення у споруду, грн.;

$p$  – річні відрахування, значення яких наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Річні відрахування

Найменування споруди	$p$
ТЕЦ, КЕС	0,096
Районні або промислові котельні	0,102
Електричні мережі	0,075
Теплові мережі	0,075
Опалювально-вентиляційні системи	0,05
Системи гарячого водопостачання	0,075

## РОЗДІЛ 5

### РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ РЕКОМЕНДАЦІЙ ПО УДОСКОНАЛЕННЮ ФОРМУВАННЯ ТАРИФІВ НА ВИРОБНИЦТВО І ТРАНСПОРТУВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

#### 5.1. Аналіз методів ціноутворення при виробництві і транспортуванні теплової енергії

*Ціноутворення* – це процес формування системи тарифів (цін) на ринку енергії і потужності, прийнятних для розрахунків за електричну, теплову енергію і відповідні послуги [81-84].

*Тарифи* – це система цінових ставок, за якими здійснюються розрахунки за теплову енергію і за послуги, що надаються при енергопостачанні [81-85].

*Ціна теплової енергії* – це вартість одиниці теплової енергії з урахуванням вартості потужності, що не включає вартість послуг з її передачі і інших відповідних послуг [83-85].

У систему тарифів (цін) входять [81-85]:

- тарифи на теплову енергію (потужність) на роздрібному ринку;
- тарифи (розмір плати) на послуги, що надаються на роздрібному ринку теплової енергії (потужності).

В процесі формування тарифів на теплову енергію враховуються [81]:

- особливості процесів виробництва і споживання енергії;
- особливості теплової енергії як товару;
- особливості ринку енергії та потужності.

Тарифи повинні враховувати такі особливості енергетичного виробництва [78]:

1. Собівартість енергії у різних виробництв різна.
2. У зв'язку з тим, що собівартість теплової енергії багато в чому залежить від режиму споживання, необхідно, щоб тарифи стимулювали споживачів до вирівнювання графіків навантаження.
3. Тарифи повинні враховувати економічний інтерес споживача.
4. Тарифи повинні забезпечувати державні інтереси.



5. Тарифи забезпечують відшкодування експлуатаційних витрат і отримання прибутку в достатніх розмірах.

*Особливості процесів виробництва та споживання енергії, що впливають на величину тарифу [81]:*

- неможливість складування енергії при збігу у часі процесів її виробництва, передачі і споживання викликає необхідність підтримки генеруючих потужностей і теплових мереж у стані, здатному у будь-який момент часу забезпечити збільшення виробництва і передачі енергії відповідно до зростання теплоспоживання. Підтримка робочої потужності в працездатному стані пов'язана з витратами, які є незалежно від об'єму енергоспоживання і повинні враховуватися у складі тарифу;
- додатково в тарифі повинні враховуватися витрати на утримання резервних потужностей, необхідних для забезпечення надійного енергопостачання. В принципі, чим більшу надійність енергопостачання забезпечує енергозабезпечуюча організація, тим значніші витрати на утримання резерву і тим вища плата за послуги із забезпечення системної надійності;
- зважаючи на відмінність умов виробництва і передачі теплової енергії територією країни, тарифи на теплову енергію диференційовані за територіальними зонами (енергозонами). Енергозони розрізняються за структурою вироблення теплової енергії, видах палива, що використовується, цінах на паливо та інші ресурси, що приводить до різної ціни теплової енергії;
- режим споживання енергії впливає на собівартість і тариф на теплову енергію. Більш рівномірний режим енергоспоживання сприяє скороченню питомих витрат палива на виробництво енергії і паливних витрат, а також зниженню максимальних навантажень енергосистеми і економії капітальних витрат в результаті можливого скорочення введення нових потужностей. Оскільки енергозабезпечуючі організації зацікавлені в збільшенні споживання енергії споживачами з щільним графіком навантаження, тарифи на енергію для таких споживачів встановлюють нижчими порівняно з тарифами для споживачів з різко змінним режимом енергоспоживання.

*Особливості теплової енергії як товару і послуг на ринку, що враховуються при формуванні тарифів [81]:*

- енергія – це товар, який у будь-який момент часу повинен мати певну якість (напругу, частоту, синусоїдальність), відповідні нормативні величини, пі-

дтримка яких вимагає додаткових витрат;

- навіть при однакових якісних параметрах електроенергії тариф може бути різним в залежності не тільки від ціни палива, типу і параметрів енергетичного устаткування, але і від часу виробництва енергії (базисна або пікова, літня, зимова енергія), надійності енергопостачання, географічного розміщення споживачів;

- створення нових суб'єктів ринку енергії та потужності – електромережних, сервісних компаній – привело до виділення самостійних видів послуг (з передачі енергії (потужності) по ЕНЕС, з розподілу енергії по регіональних мережах, з ремонту, зі збуту енергії, з диспетчеризації, комерційних послуг АТС, послуг з підтримки системної надійності) і формування плати за надання кожного виду послуг;

- еластичність попиту на електроенергію від величини тарифу в коротко- і довгостроковому періодах неоднакова. Попит на електроенергію стосовно всіх категорій споживачів абсолютно нееластичний в короткостроковому періоді. За оцінками фахівців при зміні тарифів в межах 20-50% попит на електроенергію абсолютно нееластичний (виняток становлять енергоємні споживачі). Попит на електроенергію починає реагувати (знижуватися) при двократному збільшенні тарифу (без урахування електроємних споживачів). У довгостроковому періоді попит на електроенергію може бути більш еластичний, оскільки в результаті зміни тарифів можливі зміни в технології промислових процесів і зміни стилю життя населення.

*Основні особливості ринку теплової енергії і потужності, що впливають на формування тарифів [81]:*

- дворівневність ринку: вищий рівень – оптовий ринок енергії і нижчий – роздрібний ринок, принципи формування тарифів на яких мають бути не суперечливими, а узгодженими;

- роздрібний ринок включає два взаємозв'язаних, але при цьому достатньо відособлених ринків: електроенергії і тепла, суб'єктами якого разом з іншими електростанціями є ТЕЦ. Вибір методу розподілу витрат на ТЕЦ між електроенергією і теплом впливає на величину тарифів на електричну і теплову енергію;

- енергетичний ринок одночасно є монопольним і конкурентним. Так, для більшості населення роздрібний ринок теплової енергії – монопольний, оскільки індивідуальний споживач, як правило, не має можливості побудувати власну те-

плоелектростанцію. Крупні споживачі можуть побудувати власну теплогенеруючу установку, яка складе конкуренцію енергогенеруючим установкам АО-ЕНЕРГО, ТГК;

- природний монополізм диспетчеризації і транспорту енергії викликає необхідність державного регулювання тарифів на послуги з диспетчеризації, передачі і розподілу енергії. У сфері виробництва теплової енергії ринок лібералізується, в результаті збільшуватиметься частка теплової енергії, що реалізовується на конкурентному секторі оптового ринку енергії, в якому застосовують вільні ринкові ціни;

- на ринку продавці енергії (ГЕС, АЕС, ГЕС), що пред'являють енергію за різними тарифами, вступають у рентні відносини;

- тарифи на покупку теплової енергії споживачами включають тариф на генерацію, плату за послуги з передачі, розподілу, диспетчеризації і збуту теплової енергії.

В основі формування тарифів на теплову енергію лежать *такі принципи* [81, 83, 84]:

- державне регулювання тарифів в природно-монопольній сфері діяльності (диспетчеризація, передача, розподіл енергії) і перехід до вільних ринкових цін в конкурентній сфері (генерація);

- формування тарифів (цін), виходячи з обов'язкового роздільного обліку об'ємів продукції (послуг), доходів і витрат з виробництва, передачі, збуту енергії.

Система тарифів повинна відповідати *таким основним вимогам* [81, 83, 84]:

- стійке забезпечення енергетичної компанії фінансовими ресурсами для покриття поточних і інвестиційних витрат;

- відповідність тарифів диференційованій вартості обслуговування різних категорій споживачів;

- стимулювання зниження витрат виробництва, передачі, розподілу і реалізації енергії;

- раціоналізація режимів споживання електричної і теплової енергії і зниження втрат в мережах. Стимулювання споживачів в зниженні навантаження у години максимальних пікових навантажень в енергосистемі і підвищенні її в години нічних провалів у графіку навантаження;

- підвищення ефективності енерговикористання. Прагнення максимально зацікавити споживачів в енергозбереженні і раціональному витрачанні електрич-

ної і теплової енергії;

- прийнятність тарифів як для виробників, так і для споживачів енергії;
- забезпечення соціального захисту малозабезпечених верств населення;
- забезпечення простоти вимірювань енергоспоживання і розрахунків із споживачами;
- стимулювання збільшення або зниження попиту на енергію окремих груп споживачів;
- ясність тарифів за своєю метою і зрозумілістю споживачам енергії;
- гнучкість тарифної системи з диференціацією тарифів за групами споживачів, за територіальними, часовими зонами, за видами енергоносіїв, якісними параметрами, надійністю енергопостачання.

#### *Система тарифів на теплову енергію*

Система тарифів на теплову енергію базується на витратному підході, відповідно до якого тарифи повинні відшкодовувати енергозабезпечуючій організації необхідну валову виручку.

В цілях виконання регулюючих і стимулюючих функцій тарифи на тепло диференціюються [81]:

- \* за регіонами країни, що викликане відмінністю в умовах виробництва і передачі теплової енергії (різні види теплогенеруючого устаткування на ТЕЦ і котельних, різні ціни на паливо, різні питомі витрати палива на виробництво Гкал тепла і т.д.);
- \* за групами споживачів;
- \* за видами теплоносіїв (пара, гаряча вода);
- \* за параметрами теплоносія залежно від енергетичної цінності (потенціалу) енергоносія (пари, гарячої води);
- \* залежно від участі (або неучасті) споживача в регулюванні режимів теплоспоживання (проходження максимумів навантаження, нерозрахункових похолодань, різних аварійних ситуацій);
- \* за сезонами року.

Серед споживачів тепла виділяються бюджетні та інші споживачі або проводиться детальніше групування з виділенням таких категорій [81]:

- \* населення (муніципальні і кооперативні житлові організації);
- \* бюджетні організації;

- \* комерційні організації, включаючи промислові;
- \* сільськогосподарські споживачі;
- \* теплично-парникове господарство.

Для розрахунків із споживачами тепла можливе використання таких основних видів тарифів [81]:

- а) абонентський тариф (плата за певний рівень комфорту);
- б) одноставковий тариф;
- в) двоставковий тариф;
- г) багатоставковий тариф.

За абонентським тарифом розплачується населення (абоненти) за тепло, що споживається на опалювання одного квадратного метра опалювальної площі, виходячи з норм теплоспоживання; за гарячу воду, виходячи з норм недоспоживання на одну людину.

У розрахунках за спожиту теплову енергію іншими групами споживачів використовуються в основному пропорційні одноставкові і рідше двоставкові тарифи. Плата за теплову енергію з використанням пропорційного одноставкового тарифу з платою за кожен Гкал тепла, що використовується споживачем, визначається за формулою [81]:

$$\text{Пл}^q = T_q \cdot Q_{\text{спож.}} \text{ (грн./рік)}, \quad (5.1)$$

де  $T_q$  – тариф на теплову енергію, грн./Гкал;

$Q_{\text{спож.}}$  – обсяг спожитої абонентом теплової енергії, Гкал/рік.

Застосування двоставкового тарифу вимагає встановлення спеціальних вимірювальних приладів для виміру теплового навантаження абонента в Гкал/час і кількості тепла, спожитого за період (Гкал/міс., Гкал/рік).

Згідно двоставкового тарифу на теплову енергію (аналогічно двоставкового тарифу на електричну енергію) перша ставка ( $T_1$ ) береться за спожиту абонентом (договірну) теплову потужність, відшкодовувавши енергозабезпечуючій організації постійні витрати на підтримку теплогенеруючих установок в працездатному стані і включає частину прибутку. Друга ставка за тарифом ( $T_2$ ) стягується за кожен спожиту абонентом Гкал тепла, відшкодовує енергозабезпечуючій організації змінні (паливні) витрати і включає частину прибутку.

Тариф на теплову енергію залежить від виду та параметрів теплоносія, що передається споживачеві. Це можуть бути: гаряча вода, добірна пара, зредукована, гостра пара. Із збільшенням параметрів пари тариф на Гкал тепла зростає,

при цьому тариф на тепло в парі вищий за тариф на теплову енергію, що поставляється у вигляді гарячої води.

З метою ефективного використання теплової енергії та максимального повернення конденсату теплогенеруючій установці тарифи на теплову енергію, що відпускається споживачам, встановлюють, виходячи з повного (100%) повернення конденсату споживачами тепла енергозабезпечуючої організації. У разі повного або часткового неповернення конденсату споживачі відшкодовують енергозабезпечуючій організації витрати на воду та її хімічну підготовку за тарифом, встановленим за погодженням сторін.

При використанні двоставкового тарифу плата за спожиту теплову енергію визначається [81]:

$$Пл = T_1 Q_{\text{год.}}^{\text{дог.}} + T_2 Q_{\text{спож.}}, \quad (5.2)$$

де  $Q_{\text{год.}}^{\text{дог.}}$  – теплова потужність, що споживається абонентом і вказується в договорі енергопостачання, Гкал/год.;

$T_1$  – плата за тарифом за споживану теплову потужність, грн./Гкал/год;

$T_2$  – плата за тарифом за кожну спожиту Гкал тепла, грн./Гкал;

$Q_{\text{спож.}}$  – об'єм споживання теплової енергії, Гкал/рік.

Двоставковий тариф дозволяє певною мірою стабілізувати фінансовий стан енергозабезпечуючої організації, забезпечуючи їй покриття постійних витрат за рахунок плати, що вноситься абонентом на початку періоду за заявлену в договорі теплову потужність.

Теплова енергія може бути відокремлена від свого фізичного носія – пари або гарячої мережевої води на відміну від інших видів енергоносіїв (газу, нафтопродуктів, електроенергії). При цьому однакова кількість теплової енергії може бути передана споживачеві різним об'ємом (витратою) мережевої води при різних температурних параметрах.

Проте використання двоставкового тарифу збільшує витрати електроенергії на перекачування мережевої води, порушує режим теплоспоживання інших споживачів, скорочує вироблення електроенергії на ТЕЦ по режиму теплофікації і знижує прибуток енергозабезпечуючої організації. З метою недопущення подібної ситуації є сенс використовувати в розрахунках за спожиту теплову енергію багатоставковий тариф з введенням плати за теплоносієм (за мережеву воду). В цьому випадку плата за спожиту теплову енергію розраховується за формулою [81]:

$$\text{Пл} = T_1 Q_{\text{год.}}^{\text{дог.}} + T_2 Q_{\text{спож.}} + T_3 G_{\text{в}}, \quad (5.3)$$

де  $T_1 Q_{\text{год.}}^{\text{дог.}}$ ,  $T_2 Q_{\text{спож.}}$  – те ж саме, що і в попередній формулі;

$T_3$  – тарифна ставка за кожну тонну мережевої води, грн./т;

$G_{\text{в}}$  – витрати мережевої води абонентом, т/рік.

Введення третьої ставки в тарифі за теплову енергію, по-перше, зацікавлює споживачів в зниженні витрат теплоносія без зниження об'ємів теплоспоживання, оскільки при цьому зменшується складова плати; по-друге, зменшення витрати теплоносія вивільняє пропускну спроможність мереж, дозволяючи підключати до них нових абонентів без вкладення додаткових капітальних витрат в теплові мережі; по-третє, повернення мережевої води на ТЕЦ з нижчою температурою дає можливість здійснювати нагрів мережевої води парою з відбору турбін з нижчим тиском і температурою, збільшуючи тим самим корисно використовуваний теплоперепад для виробництва електроенергії по режиму теплофікації і, як результат, – вироблення електроенергії по режиму теплофікації.

Застосування двоставкового і трьоставкового тарифів на тепло дозволяє стимулювати споживачів до зниження максимальних теплових навантажень і скоротити потребу в додатковому введенні в експлуатацію нових теплогерел.

## 5.2. Аналіз тарифної політики України в теплопостачанні

Пріоритетним напрямком енергозбереження на сьогоднішній день є теплопостачання, як один з найбільш проблемних секторів економіки. Зanedбаний стан, високе соціальне навантаження, низький рівень платежів, відсутність капіталовкладень в розвиток і модернізацію впродовж двох десятиліть. І головне, відставання в лібералізації стосунків на формально існуючому ринку. Також, важливо для економіки України знизити залежність від імпортованого природного газу, щоб надавати населенню послуги опалювання і гарячого водопостачання за економічно доступними тарифами.

На нашу думку, є три головні напрямки забезпечення енергозбереження в теплопостачанні:

- а) державний нагляд, регулювання та контроль;
- б) тарифна політика;

в) контроль енергоспоживання побутовим споживачем.

Розглянемо ці напрямки більш детально.

Для забезпечення енергозберігаючих заходів необхідне середовище, де безпосередньо і будуть здійснюватися дані заходи. Таким середовищем, на наш погляд, є регіональний ринок теплової енергії (РРТЕ) [86], де основою взаємин є конкурентність. Розглянемо, як історично склалися взаємини влади і енергетики в контексті енергозбереження.

Розпад СРСР поставив на одне з перших місць питання безпеки, зокрема енергетичної безпеки України, що вивело на перший план питання про економічну безпеку енергетики. Але проблема полягала в гострій залежності енергетичної системи країни від імпортованого ресурсу. Виникла проблема раціонального використання ресурсів системою, як імпортованих, так і тих, родовища яких знаходиться на території країни.

Раціональне використання енергоресурсів в енергосистемі залежить від двох чинників: технологічних можливостей енергообладнання та культури його експлуатації. Питання реалізації енергозберігаючих технологій по всіх ланках народного господарства отримало загальнодержавне значення вже в 1977 році, про що свідчить постанова Ради Міністрів УРСР від 26 липня 1977 року № 394 «Про додаткові заходи щодо економії паливно-енергетичних ресурсів» [87]. Вона втратила чинність постановою Ради Міністрів УРСР від 26 вересня 1988 року № 299 «Про визнання такими, що втратили чинність, деяких рішень Уряду УРСР з питань матеріально-технічного забезпечення і деяких інших питань» [88].

У незалежній Україні історія енергозбереження отримала нове життя з прийняттям у 1994 році Закону України «Про енергозбереження» [89].

У 1994 році Президентом було підписано Указ «Про заходи щодо ринкових перетворень в галузі електроенергетики України», який поклав початок широкомасштабних реформ щодо реструктуризації електроенергетичної галузі та створення майбутнього оптового ринку електроенергії. [90] У цьому ж році 8 грудня Указом Президента Л.Д. Кучми «Про Національну комісію з питань регулювання електроенергетики» започатковано створення регулюючого органу на ринку електроенергетики (НКРЕ) [91]. НКРЕ – це орган, який підпорядковується безпосередньо Президентові України, що обмежує вплив сторонніх організацій на його рішення.



На початку 1995 року сталася енергетична криза. Вирішальним документом для даного року став Указ Президента України Л.Д. Кучми прийнятий 4 квітня 1995 «Про структурну перебудову в електроенергетичному комплексі України», згідно з яким українська електроенергетика була реструктуризована за функціональним принципом на відміну від колишнього – територіального [92]. Цей указ став поштовхом реформи в енергетиці, оскільки розвал СРСР поставив Україну в залежність від російського газу, як основного ресурсу для виробництва електроенергії.

Але після підписання указу виникла проблема, яка полягала у відсутності закону, який би регулював ринкові відносини в енергетиці. 16 жовтня 1997р. Президентом Л.Д. Кучмою був підписаний прийнятий парламентом Закон «Про електроенергетику», яким були визначені правові, економічні та організаційні засади діяльності в електроенергетиці [93]. Запрацював оптовий ринок електроенергії, між членами якого був підписаний договір в листопаді 1997 р.

Що ж до ринкових відносин в теплоенергетиці, то концепції функціонування і розвитку оптового ринку теплової енергії України, яка ґрунтувалася на постанові Кабінету Міністрів [94], до цих пір не реалізована. Розвиток конкурентного середовища на українському ринку теплоенергетики гальмує штучне посилення монополізму в даному енергетичному секторі.

Головний документ, що регулює відносини в теплоенергетиці – це Закон України «Про тепlopостачання» № 2633-IV, прийнятий Верховною Радою України 2 червня 2005 року. Закон визначає основні правові, економічні та організаційні засади діяльності на об'єктах сфери тепlopостачання та регулює відносини, пов'язані з виробництвом, транспортуванням, постачанням та використанням теплової енергії з метою забезпечення енергетичної безпеки України, підвищення енергоефективності функціонування систем тепlopостачання, створення і удосконалення ринку теплової енергії та захисту прав споживачів і працівників сфери тепlopостачання [95].

Цей закон є головним досягненням держави в теплоенергетичному секторі. Але прийняття цього закону не вирішує таких проблем, як значні втрати, неможливість регулювати споживання теплової енергії, відсутність інформації про обсяги споживання і наявність недостатньої інформації про можливості енергозбереження – всі ці фактори сприяють високому рівню спожи-

вання теплової енергії кінцевими користувачами. Кінцеве споживання теплової енергії в житлових будинках повинно бути в значній мірі знижено.

Споживачі теплової енергії, як правило, не мають можливості регулювання рівня комфорту, за винятком провітрювання для усунення надлишку температури або використання додаткових джерел тепла для компенсації недостатнього опалення. Єдиний шлях полегшення цього процесу для населення – установка лічильників і забезпечення можливості самостійно лімітувати. Прилади, призначені для вимірювання фактичних обсягів теплової енергії, використаної для потреб опалення та підігріву води, повинні бути встановлені у всіх будинках і квартирах. Але на сьогоднішній день прилади обліку для вимірювання фактичного споживання теплової енергії в багатоквартирних будинках практично не використовуються, а в деяких будинках взагалі відсутні. Таким чином, відсутні технічні передумови для запровадження системи індивідуалізації рахунків.

Що стосується послуг гарячого водопостачання, то вимірювати фактично спожиті обсяги гарячої води мають можливість лише ті споживачі, які встановили індивідуальні прилади обліку.

На нашу думку, існують два головних камені спотикання, які стимулюють нас наполягати на реалізації проекту з впровадження індивідуальних приладів обліку.

*Перша причина* полягає в тому, що в умовах відсутності індивідуальних приладів обліку мешканці не мають достатніх економічних стимулів до енергозбереження. Навіщо докладати зусиль для економії теплової енергії, якщо це жодним чином не винагороджується? Навіщо інвестувати власні кошти, наприклад, в ізоляцію стін з метою енергозбереження, якщо зменшення споживання тепла в окремо взятій квартирі буде вигідно всьому будинку?

*Друга причина*, щодо важливості встановлення приладів обліку та регулювання, – це те, що вони могли б сприяти поліпшенню платіжної дисципліни населення. Як споживач може бути впевнений у тому, що рахунок, який він отримує, пов'язаний з обсягом його споживання? Як споживач може бути впевнений у тому, що він не переплачує? Більшість споживачів схильні вважати, що тарифи на послуги опалення та гарячого водопостачання занадто завищені, в той час, як насправді, вони не досить високі для того, щоб покри-

ти витрати підприємства на виробництво, транспортування, розподіл теплової енергії та надання послуг ЦТС.

Розглянемо тарифи (ціни) на теплову енергію на прикладі м. Харкова.

1 серпня 2001 року було створено комунальне підприємство «Харківські теплові мережі» за розпорядженням № 429 від 27 червня 2001 р. голови Харківської обласної державної адміністрації. До складу КП «ХТМ» увійшли міські підприємства теплових мереж, які було виведено з ОВО «Харківтепло-енерго».

До 2003 року для населення протягом року діяв одноставковий тариф на теплову енергію (ТЕ) для опалення  $1\text{ м}^2$  опалювальної площі. Значення цього тарифу наведені на рис. 5.1.

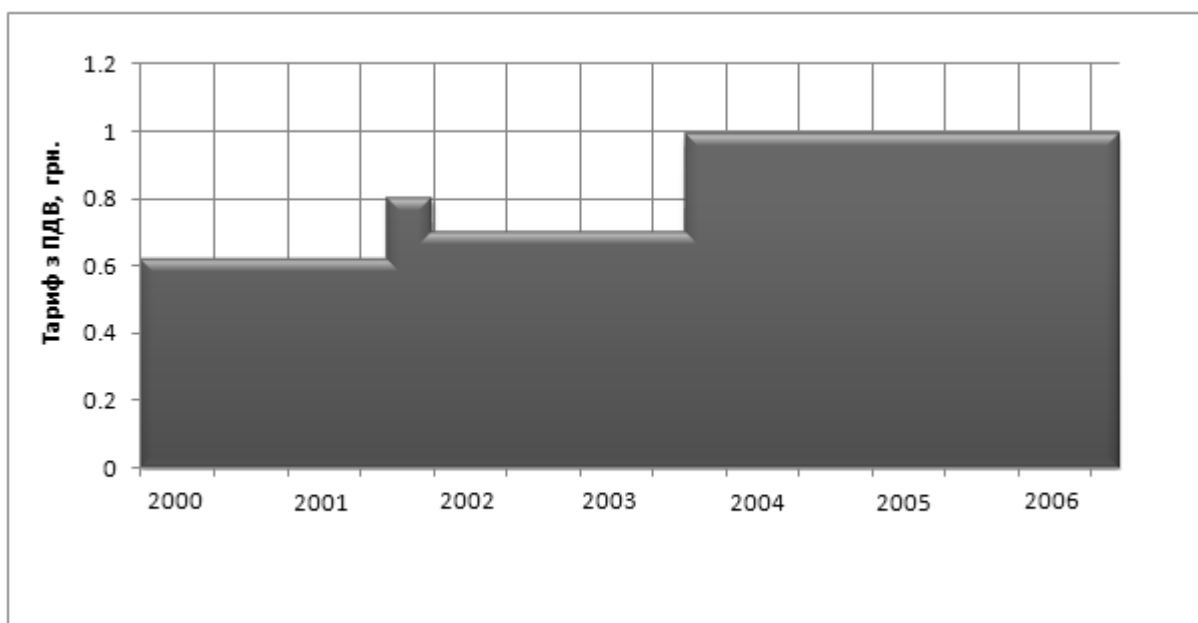


Рисунок 5.1 – Одноставковий тариф за ТЕ для опалення  $1\text{ м}^2$  опалювальної площі протягом року

Плата за вжиту теплову енергію по одноставковому тарифу базується на нормативному споживанні ресурсів. Сума всіх витрат підприємства на протязі року ділиться на прогнозований річний відпуск тепла.

Перевагами одноставкового тарифу є: простота проведення розрахунків споживачами та легкість обліку у постачальника ТЕ; простота державного регулювання цін на послуги теплопостачання; відсутність необхідності встановлення приладів обліку у споживачів.

Проте одноставковий тариф має суттєві недоліки: плановий відпуск те-

пла не збігається з фактичним; відсутність приладів обліку, не сприяє їх раціональному використанню; при наявності приладу обліку, якщо підключений до мережі споживач не споживає ТЕ, підприємство не може окупити витрати на обслуговування приєднаного навантаження.

При розрахунку собівартості виробництва теплової енергії по одноставковому тарифу (див. рис. 5.2) планові витрати складаються з двох основних частин. Перша – це умовно-постійна, а друга – умовно-змінна.

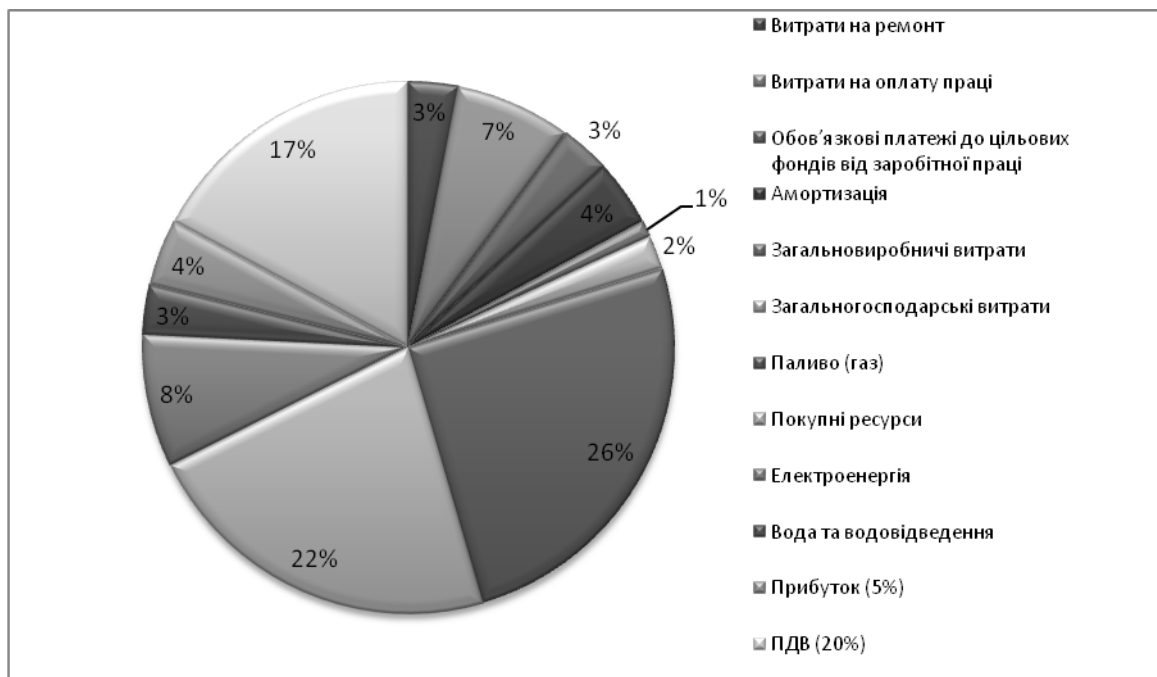


Рисунок 5.2 – Структура одноставкового тарифу з 2003 по 2006 рр.

З рис. 5.2 стає зрозумілим, що оплата по першій частині тарифу повинна компенсувати умовно-постійну частину витрат на виробництво, транспортування та розподіл теплової енергії, а також забезпечувати рентабельність господарської діяльності підприємства. Друга частина витрат – умовно-змінна, залежить від фактично спожитої теплової енергії.

Постійні фінансові проблеми підприємства ХТМ, складнощі зі збором коштів за послугу тепlopостачання в літній період (коли вона фактично не надається), а також звинувачення (в тому числі – судові) в непрозорому та несправедливому розрахунку тарифу привели до прийняття Харківським міськвиконкомом рішення про перехід на двоставковий тариф на теплову енергію.

Хоча перехід на двоставковий тариф не може зменшити вартість послуг, але повинен був зменшити тиск соціального навантаження на статті витрат ХТМ, пов'язані з його розвитком. Він також повинен був внести прозорість до тарифоутворення і прибрати психологічну проблему у споживачів без лічильників («за що я плачу влітку стільки ж, як і взимку?»).

Рішенням Харківського міськвиконкому №804 від 04.10.06 р. затверджено, що тариф за тепло розраховується по двох ставках згідно формулі:

$$C = C_{\text{пост}} + C_{\text{змін}} = \frac{V_{\text{пост}}}{Q_{\text{заяв}}} + \frac{V_{\text{змін}}}{Q_{\text{спож}}}, \text{ грн/Гкал}, \quad (5.4)$$

де  $C_{\text{пост}}$  – перша ставка за заявлену підключену потужність з перерахунком на тепло (постійна частина витрат по кошторису собівартості одиниці теплової енергії);

$C_{\text{змін}}$  – друга ставка за фактично спожите тепло (змінна частина кошторису собівартості).

При затвердженні двоставкового тарифу відбулось чітке розділення постійних та змінних витрат. На рис. 5.3 представлені витрати на обслуговування приєднаного теплового навантаження (абонплата) в розрахунку на 1 кв.м опалювальної площі щомісяця протягом року, на рис. 5.4 – витрати на теплову енергію для опалення 1 кв.м опалювальної площі щомісяця протягом опалювального періоду.

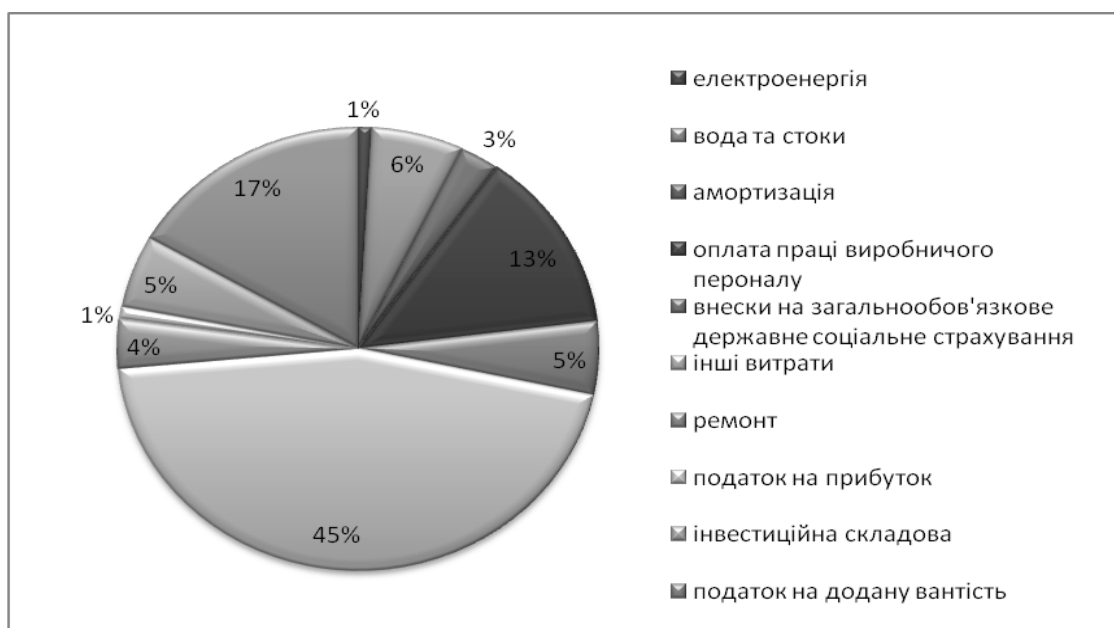


Рисунок 5.3 – Витрати за обслуговування приєднаного теплового навантаження (абонплата) в розрахунку на 1 кв.м опалювальної площі щомісяця

протягом року.

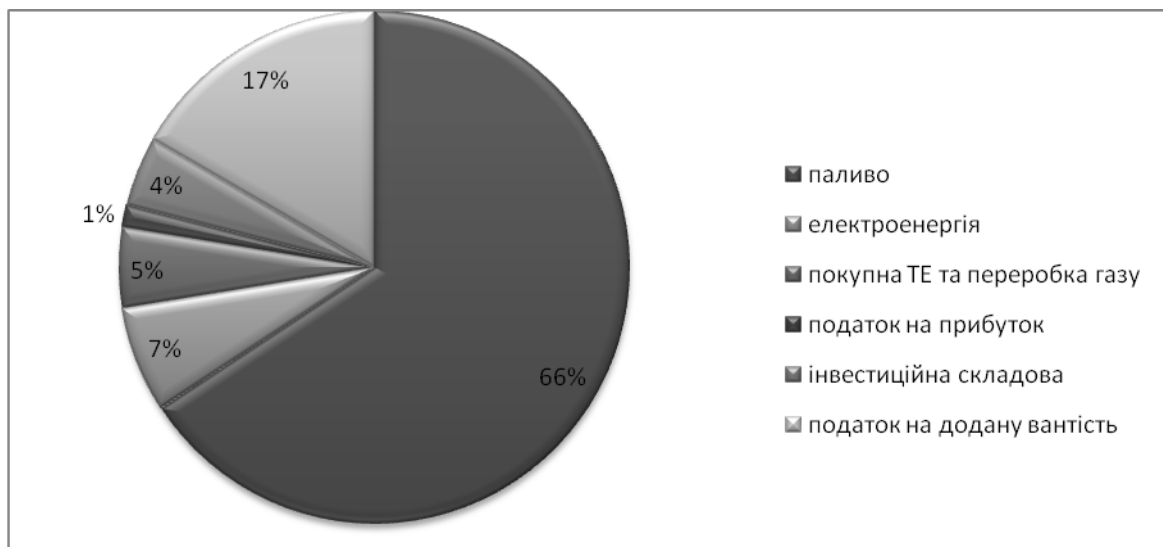


Рисунок 5.4 – Витрати за теплову енергію для опалення 1 кв.м щомісяця протягом опалювального періоду

Якщо розглянути двоставковий тариф більш детально, то стає незрозумілим, чому витрати ХТМ на паливо (66%) у декілька разів перевищують витрати на покупку ТЕ і переробку газу (7%). Адже власні теплові потужності ХТМ представлені неекономічними (тимчасовими по первинних планах) котельними і застарілою ТЕЦ-4, а покупна енергія виробляється на когенераційних енергоблоках ТЕЦ-3 і ТЕЦ-5, причому остання недостатньо навантажена по тепловій потужності. Для зниження вартості тепла для споживачів ХТМ повинні максимально використовувати дешеву енергію, вироблену на ТЕЦ, а власні котельні використовувати лише для покриття її дефіциту. Така структура тарифу наочно відображає внутрішню суперечність між інтересами ХТМ як постачальника і як виробника теплової енергії. Шляхом вирішення цих внутрішніх протиріч і забезпечення максимальної ефективності виробництва, на нашу думку, є тільки розділення функцій виробництва, транспортування і збуту теплової енергії зі встановленням ринкових стосунків між суб'єктами, що їх представляють. Тобто створення за прикладом ринку електричної енергії – регіонального ринку тепла. Це дасть можливість по-перше, гарантувати економічно і енергетично ефективне задоволення попиту на теплову енергію без компромісів в надійності і комфортності теплопостачання, а по-друге, стимулювати енергозбереження та підвищення ефективності виробництва, передачі і вжитку тепла. Інший шлях – злиття всіх учасників ринку в єдиний холдинг – дозволить зняти суперечності між ХТМ і незалежними

виробниками тепла, але, ми вважаємо, що ці дії лише зміцнять існуючий монополізм цього сектора регіональної енергетики. Цей шлях не збільшить прозорість процесів ціноутворення і не дасть стимулів до енергозбереження.

Друге питання, яке постає при розгляді тарифу, це інвестиційна складова. Ми вважаємо, що інвестиційну складову слід було б розділити на витрати, направлені на розвиток мереж і на зниження енергоємності виробництва, наприклад, витрати на електроенергію. В умовах зростання тарифів другі (принаймні психологічно) є найбільш сприятливим для споживачів, оскільки спрямовані на майбутнє зниження тарифів. Тоді як перші – на майбутнє збільшення прибутків ХТМ.

Розглянемо питання зниження енергоємності виробництва більш детально. Витрати на електроенергію, які включені до собівартості тарифу, який діє протягом опалювального періоду, займають друге місце за своєю значимістю та становлять 17% усіх витрат. Одним з важелів зниження споживання електроенергії КП «ХТМ» є управління потужністю мереж теплопостачання, шляхом оптимізації завантаження насосів з використанням частотного регулювання. Ця модернізація дозволить знизити споживання електричної енергії двигуном та дасть можливість шляхом програмування перетворювача здійснювати контроль та регулювання спожитої електроенергії. Впровадження частотного перетворювача збільшує термін придатності самого устаткування, що безпосередньо сприяє економії коштів підприємства. Отже, це технологічне впровадження вирішує одночасно задачу зниження енергоємності виробництва, що приводить до зменшення статті витрат по споживанню електричної енергії у собівартості тарифу на тепло та підігрів холодної води, сприяє скороченню відставання росту тарифів від динамічних темпів зростання ціни на основні ресурси (електроенергія, природний газ та інші). Вивільняються додаткові кошти на впровадження нових технологічних можливостей для якісного розвитку теплових мереж.

Оскільки послуги теплопостачання та гарячого водопостачання є базовими послугами, які згідно з законодавством зобов'язані надаватися всім сегментам населення, виникає питання: «яким є механізм соціального захисту?» Підвищення тарифів на тепло та гарячу воду, що є неминучим у зв'язку з прогнозованим подорожчанням ціни на енергоносії, може дуже негативно вплинути на малозабезпечені домогосподарства та на окремих споживачів

теплової енергії. На рис. 5.6 зображено зміну тарифу на теплову енергію для населення в м. Харків за 1 Гкал з 2001 по 2008 роки.



Рисунок 5.5 – Тариф на теплову енергію для населення за 1 Гкал

Можна зробити подальший прогноз щодо зростання тарифу на теплову енергію для населення:

$$y = 42,236e^{0,2027x},$$

$$R^2 = 0,875.$$

Наявна тенденція зростання тарифу на теплову енергію є економічно неефективною та негайно потребує пошуку рішень щодо утримання та зниження цього темпу.

Також важливим фактором зростання тарифу на теплову енергію є відсутність практики застосовування альтернативних джерел енергії, що і приводить до залежності від покупного природного газу. Протягом 2006 року ціна на газ для вироблення теплової енергії населенню і бюджетним організаціям підвищувалася неодноразово. Зрештою вона в 3,3 рази перевищила вартість газу, при якій затверджувалися тарифи на теплову енергію, а тарифи на теплову енергію були змінені лише в кінці 2006 року і не для всіх підприємств комунальної теплоенергетики [96]. Але діючий тариф не є достатнім для покриття витрат на виробництво, транспортування та розподіл теплової



енергії, хоча згідно незалежних оцінок, в системі централізованого теплопостачання м. Харкова 20% всього потенціалу енергозбереження сконцентовано у сфері виробництва, транспортування та розподілення теплової енергії [97].

В 2007 та 2008 роках тарифи продовжили змінюватися для вироблення теплової енергії бюджетним організаціям і всім іншим суб'єктам господарювання. При наявному в державі порядку затвердження тарифів на комунальні послуги теплопостачання органам влади вдалося змінити відповідні тарифи на теплову енергію через кілька місяців після збільшення цін на енергоносії, протягом яких підприємства несли збитки, і мало місце зростання заборгованості за газ.

Аналізуючи темпи зростання ціни на природний газ, викреслюється песимістичний прогноз для енергетичного ринку. Все це говорить про економічну неефективність вартості природного газу, як для населення, так і для регіону в цілому. Газ українського видобутку неминуче повинен вирівнятися в ціні з імпортом, тому тарифи ростимуть і далі незалежно від кількості ставок тарифу.

### 5.3. Тарифи на енергоспоживання в розвинутих країнах світу

В різних державах Євросоюзу вартість послуг житлово-комунального господарства може істотно відрізнятись. Проте загальним залишається одне – жителі мають право на вибір організації, що поставляє електроенергію, воду і тепло. Житель Лондона, наприклад, може вибрати відразу двох постачальників електрики – один поставлятиме світло вдень, за одним тарифом, який зазвичай трохи вищий, а другий – вночі. Така ситуація склалася і в інших європейських країнах – споживачі мають право відмовити від послуг постачальника води, якщо з'явилася організація, що пропонує вигідніші тарифи.

Ще одна загальноєвропейська особливість: відсутність окремих рахунків за гарячу воду. Кожен багатоквартирний будинок має свій власний бойлер, що працює найчастіше на електриці, так що замість послуг централізо-

ваного гарячого водопостачання, жителі просто доплачують за електроенергію. Також варто пам'ятати, що в Євросоюзі за використання води платять двічі – безпосередньо за подання холодної води, по лічильнику, і за стоки. Уся вода, що поступила в квартиру автоматично вважається використаною. І не важливо, що мешканець житла її випив, вирішив зберегти у баку або полив квіти – за стоки доведеться платити в повному об'ємі. Так, в Німеччині вартість стоків складає близько 3,22 євро за кубічний метр. А ось за холодну воду в середньому жителі країни платять всього 69-75 євро в рік.

Ситуація з платежами за холодну воду також відрізняється залежно від держави. У Чорногорії кубічний метр води обійдеться жителю в 0,54 євро, а в Іспанії – всього в 0,16 євро, але доведеться щомісячно вносити ще і абонплату у розмірі 6,79 євро в місяць. В Іспанії усі платежі вносяться не щомісячно, а відразу усією сумою 1 раз на квартал. Також у Іспанії практично немає централізованого газопостачання, ним оснащуються тільки сучасні житлові комплекси. У інших будівлях жителі користуються газом у балонах, в середньому витрачаючи на це всього 30-40 євро в рік.

Що стосується платежів за "блакитне паливо" в європейських країнах, то лідером за вартістю газу є Швеція, де в перерахунку на українську валюту жителі платять по 11,62 грн за кубічний метр. На другому місці – Данія, де 1 кубометр газу обійдеться жителям в 11,54 грн, а в Італії вартість "блакитного палива" встановилася на відмітці 8,37 грн за 1 кубічний метр. В цілому, в Італії досить дорогі комунальні послуги – за електропостачання жителі вносять абонплату, незалежно від того, чи мешкає платник в квартирі або будинку, її розмір складає 115 євро в рік. Водопостачання обходиться середньому італійцеві в 187 євро щорічно, ще 103 євро доведеться віддавати щороку за вивезення сміття. У Італії інститут компаній, що управляють, також не прижився, якщо жителі не хочуть самотійно займатися розрахунком і внесенням оплати по ЖКГ, вони звертаються в місцеве агентство по нерухомості, яке, до речі, може і доглянути за будинком у відсутність хазяїв.

#### 5.4. Розробка методичних рекомендацій по удосконаленню формування тарифів на виробництво і транспортування теплової енергії

Аналіз змісту підрозділів 5.1, 5.2 та літературних джерел [82-99] дозволяє запропонувати такі рекомендації по формуванню тарифів на виробництво і транспортування теплової енергії.

1. Аналізуючи економічну ефективність розрахунку тарифів на теплову енергію по одноставковому та двоставковому тарифах, можна зробити висновок, що система оплати на базі двоставкового тарифу є більш економічно обґрунтованою для усіх учасників ринку теплової енергії. Також, такий тариф є стимулюючим для постачальника теплової енергії, який в даному випадку, зацікавлений в реалізації теплозаощаджуючих заходів у споживача, використанні потужності, що звільнилася, для підключення нових споживачів та підвищення якості теплопостачання, тому що такі заходи не знижують його прибуток. На нашу думку, однією з головних причин цього можна вважати неефективність тарифної політики на рівні міста, а також недосконалість процедури формування тарифів на державному рівні.

2. Тарифи повинні поступово підвищуватися для того, щоб постачальники послуг централізованого опалення і гарячого водопостачання могли відшкодовувати, як витрати операційної діяльності, так і інвестиційні витрати. Тарифи, встановлені на рівні нижче економічно обґрунтованих витрат, в жодному разі не повинні використовуватися як інструмент соціального захисту малозабезпечених споживачів послуг. Однією з причин економічної неефективності тарифу є неефективність тарифної політики на рівні міста та недосконалість процедури формування тарифів на рівні держави. Це проявляється в тому, що зміна тарифів на послуги теплопостачання суттєво відстає від динаміки цін на основні ресурси (природний газ, електроенергія, покупне тепло та ін.) Як наслідок, основна діяльність підприємства є збитковою. Це, в свою чергу, є однією з причин фінансової нестійкості підприємства і його фінансової непривабливості для банківського сектора і потенційних інвесторів.

3. Необхідно всіма технічними засобами намагатися переходити на незалежні схеми ресурсоспоживання і удосконалення технології генерації теплової енергії для скорочення витрат енергетичних ресурсів та зменшення

собівартості. Використання енергоефективних технологій передбачає мінімізацію витрачання енергетичного ресурсу при отриманні корисного ефекту. Запропоновані заходи з енергоефективності сприяють застосуванню нових технологій (інновацій) при реконструкції, будівництві систем централізованого теплопостачання та залучення інвестицій в дану галузь. Це можна зобразити у вигляді схеми (рис. 5.6):

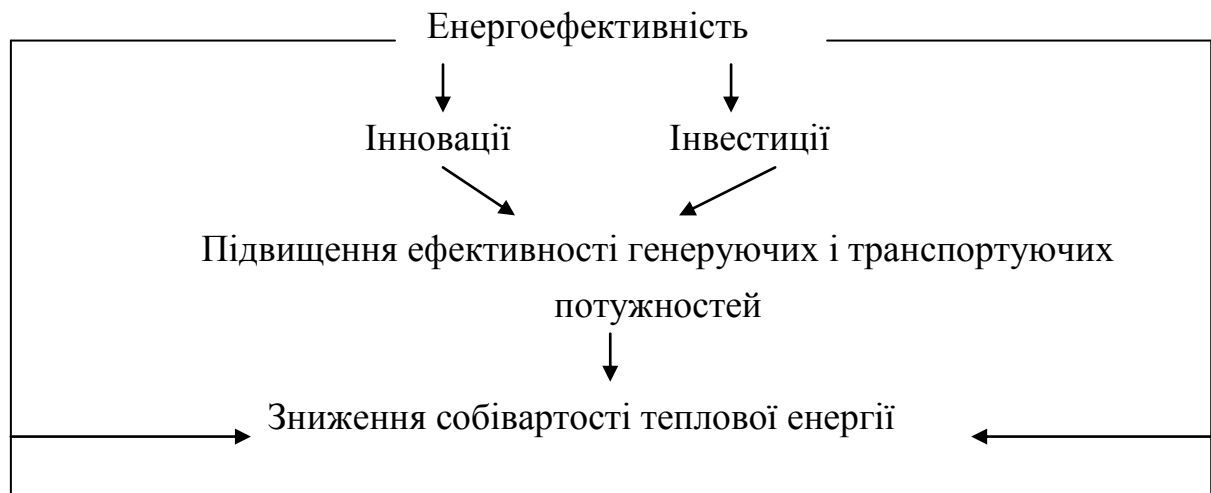


Рисунок 5.6 – Застосування енергоефективних технологій для зниження собівартості теплової енергії

Отже, існуючий механізм ціноутворення потребує вдосконалення для того, щоб на практиці забезпечити дію принципу повного відшкодування тарифами витрат. Своєчасне приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня означає, що їх підвищення буде мати місце навіть при незмінних цінах на енергоносії в силу інфляційних процесів, а також зміни умов господарювання КП «Харківенерго» та «ХТМ». Однак це необхідно робити паралельно з введенням системи індивідуалізації рахунків. В іншому випадку, підвищення тарифів не буде мати бажаного ефекту в плані теплозаощадження.

На нашу думку, інвестиції в реалізацію теплозаощаджуючих заходів у житловому фонді, наприклад, у встановлення індивідуальних приладів обліку, є новим і недостатньо поширеним явищем. Однак, потенціал теплозаощадження, який вони забезпечують, є набагато вищим, ніж у сфері виробництва, транспортування та розподілу тепла. По аналогії з тарифами на газ, при введенні лічильників можливе введення *різних тарифних планів*, у яких змінна частка тарифу залежатиме від об'єму споживання. Малий об'єм – «соціа-

льна знижка» за рахунок «заможних». Причому не обов'язково лічильники мають бути домовими. Можна вести груповий облік на теплорозподільних станціях і диференціювати тарифні плани для кварталів або мікрорайонів. Оскільки під середовищем, в якому будуть впроваджені запропоновані нами теплозаощаджуючі заходи, ми маємо на увазі регіональний ринок теплової енергії, залишається останнє питання, але не за значенням: «Як буде відбуватися становлення цього ринку?». Будь-яка еволюція супроводжується технологічною революцією, тому ми пропонуємо оптимізувати систему централізованого теплопостачання на основі концепції «розумних мереж» [98].

## РОЗДІЛ 6

### РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ РЕКОМЕНДАЦІЙ ПО ВПРОВАДЖЕННЮ ЕЛЕКТРОТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ШЛЯХОМ ПЕРЕТВОРЕННЯ ПОБУТОВОГО СПОЖИВАЧА В СПОЖИВАЧА-РЕГУЛЯТОРА ТА БІЗНЕС-ПАРТНЕРА ЕНЕРГЕТИКИ

#### 6.1. Дослідження можливості інтеграції побутових споживачів в енергетичну систему регіону в статусі партнера-регулятора

На сьогодні, гостро стоїть питання підвищення інвестиційної привабливості галузей економіки України. Однією з галузей, куди необхідно залучити інвесторів є енергетика України. Для підвищення інвестиційної привабливості енергетична система має вирішити ряд організаційно-технічних [100, 101] і економіко-математичних [102, 103] завдань. Зокрема питання вирівнювання добового графіка навантаження на систему з метою підняття нічного провалу до вечірнього піку. Як розглядалося нами раніше [104], для здійснення поставленої мети було запропоновано надати побутовому споживачу статус партнера-регулятора та на основі його попиту реалізовувати таку ідею через концепцію комбінованого теплопостачання.

На наш погляд, передумови до розвитку електричного опалення в Україні формуються виходячи з того, що електроенергії в Україні виробляється більше її споживання, а надлишки експортуються. Також, енергетична політика країни не може будуватися на дорогому імпортованому джерелі – природному газі. Застосування електроенергії для опалення дозволить вигідно використовувати недорогу «нічну» електроенергію, зменшуючи навантаження на енергомережі в денні години «пік». За даними Національного агентства з питань забезпечення ефективного використання енергоресурсів (НАЕР) можна буде заощадити близько 3 млрд кубометрів природного газу на рік за рахунок використання нічного надлишку електроенергії для опалення.

Раніше ми виявили серед побутових споживачів енергетичної продукції появу нових груп, що володіють реальними можливостями і проявляють готовність інвестувати власні кошти в розвиток розподіленої системи управління енерговикористанням [105].

Далі стоїть завдання з виявлення цільової групи (репрезентативної) побутових споживачів, яка буде партнером-регулятором для енергосистеми, взявши на себе частину розподіленого навантаження в рамках регіонального енергетичного ринку. Це дозволить підвищити економічну ефективність всієї системи енергопостачання.

Ми пропонуємо, розглянути і дати оцінку механізму енергоефективності, що впроваджується енергокомпанією, для раціонального споживання енергії побутовим споживачем, який також знижує фінансове навантаження з приватного споживчого бюджету. Таким механізмом є застосування тарифів на електричну енергію згідно тарифних зон [106].

Багатозонний тариф, за своєю суттю, є методом інтегрального впливу на систему без диспетчерського контролю. Це економічне регулювання, здійснюване непрямым управлінням навантаженням через тарифну систему.

У постанові НКРЕ № 497 [107] розглядається диференціювання тарифів за добовими зонам. Ставки тарифів, диференційованих за періодами часу, визначаються шляхом множення величини роздрібного тарифу, на тарифний коефіцієнт для відповідного періоду часу (зони). Споживач може вибрати для себе будь-який з двох варіантів – облік за двозонним або за тризонним тарифом, відповідно варіацію тарифної ставки.

Проведені розрахунки показали, що за двозонного обліку автоматична економія становить 30%, а облік за тризонним тарифом вигідний дешевим нічним енергоспоживанням і економія становить 60%. Перенесення основної (частини) навантаження на електромережу в третью зону (з 23.00 до 7.00) дозволить звільнитись від перевантажень системи в пікові години. Даний аналіз свідчить про збільшення частки контролю системи над навантаженням шляхом дисциплінування споживача енергії.

Варто відзначити, що не виправдалися очікування в економічному використанні електроенергії за рахунок застосування диференціальних за обсягом споживання тарифів для населення [108] (чим більше споживання, тим вище тариф), так звані ціни критичного піку (CPP). Це обумовлено не тільки заниженими ставками диференціальних тарифів, що не створюють стимулів для економіки, а й численними можливостями уникати оплати за електроенергію за підвищеним тарифом. У разі переходу на трьохзонний тариф необхідно мінімізувати навантаження в години піку. Система (енергокомпанія)

надає споживачеві можливість вибору тарифу в часі доби. А для системи такий тариф дозволяє вибрати виробника енергії згідно споживчого попиту. Установка багатотарифного електролічильника дає економію 30 - 70% від аналогічних умов при однотарифному обліку [109].

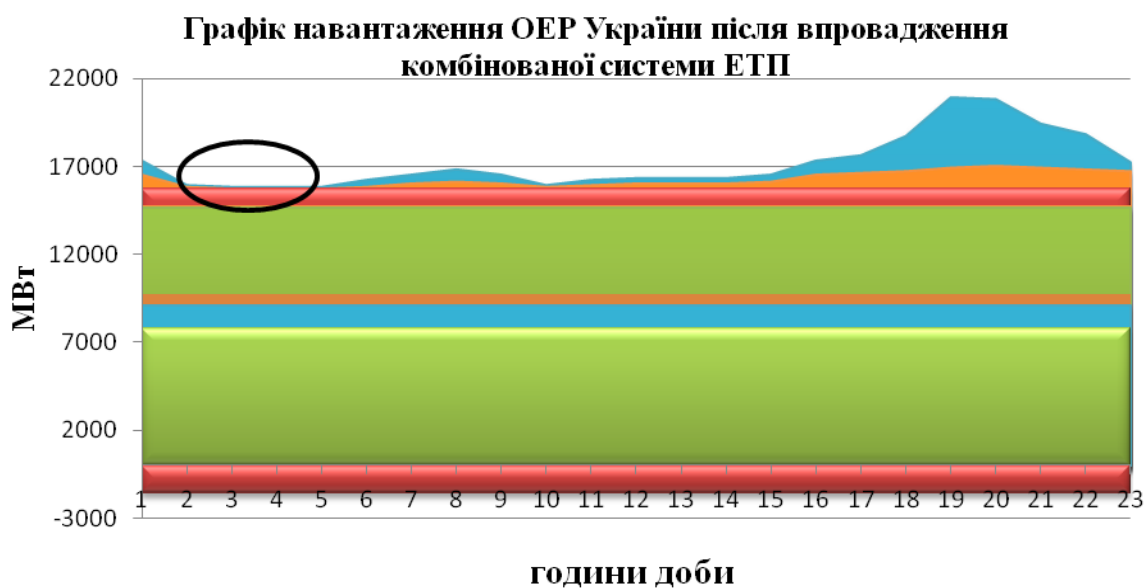
У зв'язку з проведенням аналізом ролі побутового споживача, як частини енергетичної системи, пропонується розглянути концепцію електроопалення, як альтернативного виду опалення для регіонів України з АЕС у ролі головного виробника ресурсу.

Для завантаження, наприклад, одного енергоблоку АЕС з метою опалення в нічний час житла нам необхідно підняти наявний попит побутового споживача з «розумними» зонними приладами обліку на електроенергію в 5 разів. А для енергетичної системи залучення одного енергетичного блоку АЕС дає наступну картину (рис. 6.1), де впровадження цієї концепції піднімає нічний провал і знижує денний пік навантаження, тим самим вирівнюючи графік навантаження всієї ОЕР України.

Аналіз показав, що функціонування ЕТС на базі виробництва електроенергії АЕС, необхідно розвивати на основі диференційованого тарифу по трьох зонах, а саме, для цієї мети використовувати зону з 23:00 годин до 07:00 годин з коефіцієнтом 0,4. При переході на комбіноване теплопостачання запропонованої концепції побутовий споживач з зонними приладами обліку зводить до нуля залежність від використання імпортного (російського) природного газу. Однак, дані розрахунки не відображають всю повноту картини, оскільки не включають в себе оцінку витрат на реалізацію концепції. На даному етапі проведений аналіз дає змогу представити шлях залучення побутових споживачів до ролі споживачів-регуляторів в концепції ЕТС (рис. 6.2).

Наступним кроком логічно буде розглянути впровадження концепції комбінованого теплопостачання на основі домінуючої групи побутового споживача обласного типу, тобто створення моделі домоволодіння типу «В» для можливості на її основі впровадити ЕТС з основним виробником електроенергії – АЕС.





- Регульована потужність ГЕС
- Регулююча потужність блочних ТЕС
- Залучений енергоблок АЕС
- Регульована потужність блочних ТЕЦ
- Базова потужність ТЕС
- Базова потужність блочних ТЕЦ
- Базова потужність блокстанцій і малих ТЕЦ
- Потужність АЕС
- Надлишок потужності АЕС

Рисунок 6.1 – Графік навантаження ОЕР України після впровадження комбінованої системи електротеплопостачання (ЕТП)



Рисунок 6.2 – Шлях залучення побутових споживачів до статусу споживачів-регуляторів в ОЕР України

## 6.2. Організаційно-економічне моделювання добового розподілу енергоспоживання побутовим споживачем партнером-регулятором

Під організаційним моделюванням мається на увазі розподіл навантаження протягом доби таким чином, щоб мінімізувати навантаження на мережу в години пік і підняти нічний провал, який утворюється у зв'язку з відсутністю попиту на електроенергію побутовим споживачем в години дії третьої ставки багатоставкового тарифу. А економічний аспект даного питання полягає в залученні капіталу побутового споживача, наділяючи його статусом бізнес-партнера енергетичної системи. Оскільки проведені раніше дослідження кількісного приросту споживачів типу «В» показало домінантність обласного споживача в кластері споживчих груп, то на основі отриманих нами даних пропонується побудувати організаційно-економічну модель домоволодіння обласного споживача з зонними приладами обліку електроенергії (табл. 6.1).

Практична мета пропонованої моделі – це інтелектуалізація споживання електроенергії, а також розподіл навантаження таким чином, щоб покрити нічний провал в енергосистемі. Тим самим досягається залучення споживача в енергосистему країни як партнера-регулятора. У запропоновану модель обласного споживача закладено принцип комбінованого теплопостачання, що підвищує навантаження, яке вони здійснюють на електричні мережі, і що дозволяє малою чисельністю одиниць споживачів гарантувати АЕС навантаження для запуску одного або декількох енергетичних блоків.

Запропоновано економіко-організаційну модель споживача-регулятора, деталізовану для трьох типів споживачів категорії „В”, які відрізняються між собою ступенем оснащеності домогосподарства потужними електроприймачами. Модель передбачає різницю в переліку та характеристиках застосовуваних електроприймачів, вартісних параметрах абонентського підключення домогосподарства до розподільчої електромережі, рівні фінансової забезпеченості споживача.

Тип „В-1” – це споживачі з невисоким рівнем доходів; „В-2” – споживачі з базовим рівнем доходів, широко розповсюдженим у верствах населення і сьогодні; В-3 – споживачі, що мають високий рівень доходів. Електроприймачі розділяються на два типи: ті, навантаження яких може бути перене-

сено на нічний час доби без втрати функціональної корисності, та ті, навантаження яких не може бути перенесеним (див. табл. 6.1).

Таблиця 6.1 – Модельні уявлення про оснащеність споживачів електроприладами

Категорії №	Функціональне призначення побутового приладу (електроприймача)	Тип побутових споживачів категорії „В”			Ознака можливості зміни годин застосування електроприймача
		В-1	В-2	В-3	
1	Освітлення	+	+	+	–
2	ЕТАСО	+	+	+	+
3	ЕВН	–	+	+	+
4	Побутова техніка категорії №1	+	+	+	+
5	Побутова техніка категорії №2	–	+	+	+
6	Велика кухонна техніка	+	+	+	+
7	Дрібна кухонна техніка	–	+	+	+
8	Дрібні побутові прилади категорії №1	+	+	+	+
9	Дрібні побутові прилади категорії №2	–	+	+	–
10	Електро- або гібридний автомобіль	–	–	+	+
Додаткові ймовірні системи:					
11	Системи для розморожування льоду на доріжках, відтавання снігу на покрівлі	–	–	+	+
12	Системи нагріву води в басейнах	–	–	+	+

ЕТАСО – електрична теплоаккумуляційна система опалення; ЕВН – електричний водонагрівач; побутова техніка категорії №1 – техніка, яку мають всі типи цільової групи споживачів (пральна машина, пилосос та інше); побутова техніка категорії №2 – техніка, якою володіють тільки фінансово забезпечені типи цільової групи споживачів (кондиціонер, посудомийні машини та інше); велика кухонна техніка – техніка, яку мають всі типи цільової групи споживачів (духова шафа, витяжка кухонна та інше); дрібна кухонна техніка – техніка, якою володіють тільки фінансово забезпечені типи цільової групи споживачів (мікрохвильова піч, кавоварка та інше); дрібні побутові

прилади категорії №1 – техніка, яку мають всі типи цільової групи споживачів (фен, праска та інше); дрібні побутові прилади категорії №2 – техніка, якою володіють лише окремі типи цільової групи споживачів (система wi-fi, охоронна система та інше).

У табл. 6.2 наведена модель підтипів споживачів представлена з конкретним набором відповідних енергоприймачів.

Таблиця 6.2 – Розгорнута комплексна модель підтипів споживачів категорії «В»

Категорії побутового електроприймача	№	Тип побутового енергоприймача	Номінальна потужність (кВт)	Підвиди побутового споживача			
				В-1	В-2	В-3	Перемінне навантаження
1	1	Верхнє світло (з розрахунку на 10м <sup>2</sup> необхідно 100 Вт)	2	+	+	+	
	2	Вуличне світло	0,5	+	+	+	
2	3	Електротеплоаккумулятор	14Вт/м <sup>2</sup>	+	+	+	+
3	4	Бойлер	1,8		+	+	+
4	5	Пральна машина	2	+	+	+	+
	6	Свердловина (вода) ЕЦВ 5-4-70 (4м <sup>3</sup> /70м)	2,2	+	+	+	
	7	Пилосос	3	+	+	+	
5	8	Кондиціонер 2 шт.	2 (4)		+	+	
	9	Посудомийна машина	1		+	+	+
	10	Тренажер	0,8		+	+	
6	11	Духова шафа	1,6	+	+	+	
	12	Витяжка	0,2	+	+	+	
	13	Холодильник	0,054	+	+	+	
	14	Морозильна камера	0,054	+	+	+	
	15	Соковижималка	0,8	+	+	+	
	16	Комбайн	0,7	+	+	+	
	17	Блендер	0,45	+	+	+	
	18	Чайник електричний	2	+	+	+	
7	19	Мікрохвильова	1		+	+	
	20	Кавоварка	0,8		+	+	

Продовження таблиці 6.2

Категорії побутового електроприймача	№	Тип побутового електроприймача	Номинальна потужність (кВт)	Підвиди побутового споживача			
8	21	Фен	1,3	+	+	+	
	22	Утюг	1,5	+	+	+	
	23	Бритва	0,002	+	+	+	
	24	Комп'ютер 3 шт.	0,4 (0,12)	+	+	+	
	25	Телевізор 3 шт.	0,08 (0,24)	+	+	+	
	26	Телефон 4 шт.	0,12 (0,48)	+	+	+	+
				В-1	В-2	В-3	Перемінне навантаження
9	27	Плойка	0,05		+	+	
	28	Зубна щітка 3 шт.	0,05 (0,15)		+	+	
	29	Wi-Fi	0,06		+	+	
	30	Охоронна система	0,05		+	+	
10	31	Зарядний пристрій легкового автомобіля 2 шт.	3,3 (6,6)			+	+

Розглядаючи модель з точки зору сезонного районування, пропонується розширити її, розбивши основну модель (табл. 6.2) на сезонні моделі споживання електроенергії обласним домогосподарством для трьох підтипів окремо. Досліджуючи, як змінюється (або не змінюється) споживання в той чи інший період року. Для цього було вибрано три періоду (сезону): літній, осінньо-весняний і зимовий, де тривалість періодів в рамках моделі дорівнює: літо -  $t_s = 92$  дні; осінь-весна -  $t_{os} = 91$  день; зима -  $t_w = 182$  дні.

На основі запропонованої моделі виконано графічне моделювання споживання електричної енергії споживачем-регулятором при плоскому та при диференційованому тарифах для різних сезонів року. На рис. 6.3 представлено базове споживання електроенергії обласним побутовим споживачем у різних сезони року на основі попиту споживача В-3.



Рисунок 6.3 – Модель базового добового споживання електроенергії домоволодінням В-3 по трьох сезонах року

Однак, оскільки в модель було покладено принцип комбінованого тепlopостачання на основі акумуляторів електричного типу, то моделювання попиту, зокрема в зимовий період, підтвердило припущення про необхідність накладення жорсткого обмеження на споживання електроенергії в години вечірнього піку (рис. 6.4).

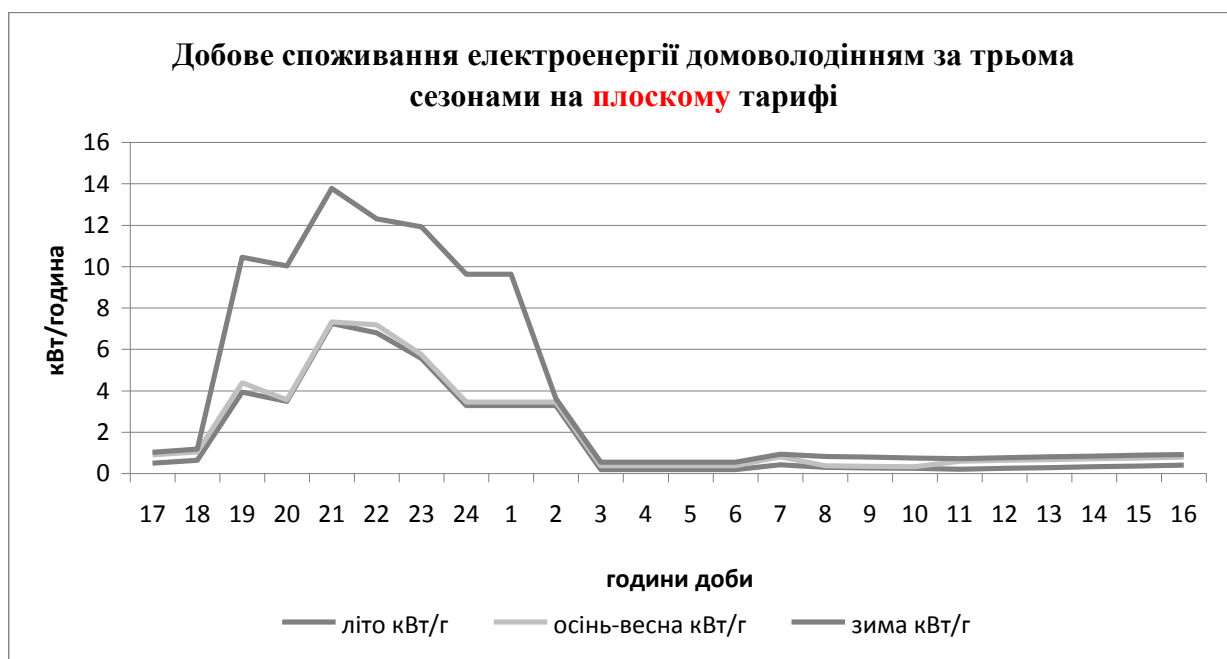


Рисунок 6.4 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-3 за трьома сезонами на плоскому тарифі

Наявність профіциту потужності (надлишок) у побуті є відносно новою проблемою, з причини відсутності історичного досвіду у залученні побутових споживачів до економічного регулювання в енергетиці. Моделюючи попит побутового споживача, у рамках моделі, було відокремлено змінний попит на електроенергію для кожного модельного споживача, який представлений в табл. 6.3, 6.5, 6.7 для літнього та осінньо-весняного періоду та в табл. 6.4, 6.6, 6.8 для зимового періоду року, від базового.

Змінна складова модельованого попиту домогосподарства В-1 наведена в табл. 6.3, 6.4, домогосподарства В-2 – у табл. 6.5, 6.6, домогосподарства В-3 – у табл. 6.7, 6.8:

Таблиця 6.3 – Модель змінної складової попиту домогосподарства в літній та осінньо-весняний період року

Змінне навантаження для літнього та осінньо-весняного періоду				
№	Назва електроприладу	$N_i$ , кВт	$b_i$ , тривалість роботи, години	Попит за добу, кВт/година
1	Пральна машина	1	2	2
2	Бойлер	1,8	3	5,4
3	Телефон 2 шт.	0,12 (0,24)	2	0,48
	Всього			7,88

Таблиця 6.4 – Модель змінної складової попиту модельованого домогосподарства в зимовий період року

Змінне навантаження для зимового періоду				
№	Назва електроприладу	$N_i$ , кВт	$b_i$ , тривалість роботи, години	Попит за добу, кВт/година
1	Пральна машина	2	1	2
2	Бойлер	1,8	3	5,4
3	Телефон 2 шт.	0,12 (0,24)	2	0,48
4	Електроаккумулятори	14 Вт/м <sup>2</sup> 100 м <sup>2</sup> 1,4кВт/год	7	9,8
	Всього			17,68

Таблиця 6.5 – Модель змінної складової попиту домоволодіння в літній та осінньо-весняний період року

Змінне навантаження для літнього та осінньо-весняного періоду				
№	Назва електроприладу	N <sub>i</sub> , кВт	b <sub>i</sub> , тривалість роботи, години	Попит за добу, кВт/година
1	Пральна машина	2	1	2
2	Бойлер	1,8	3	5,4
3	Посудомийна машина	1	1	1
4	Телефон (4 шт.)	0,48	2	0,96
	Всього			9,36

Таблиця 6.6 – Модель змінної складової попиту модельованого домоволодіння в зимовий період року

Змінне навантаження для зимового періоду				
№	Назва електроприладу	N <sub>i</sub> , кВт	b <sub>i</sub> , тривалість роботи, години	Попит за добу, кВт/година
1	Тепловий акумулятор електричного типу	14 Вт/м <sup>2</sup> 200 м <sup>2</sup> 2,8кВт/год	7	19,6
2	Пральна машина	2	1	2
3	Бойлер	1,8	3	5,4
4	Посудомийна машина	1	1	1
5	Телефон (4 шт.)	0,48	2	0,96
	Всього			28,96

Таблиця 6.7 – Модель змінної складової попиту домоволодіння в літній та осінньо-весняний період року

Змінне навантаження для літнього та осінньо-весняного періоду				
№	Назва електроприладу	N <sub>i</sub> , кВт	b <sub>i</sub> , тривалість роботи, години	Попит за добу, кВт/година
1	Пральна машина	2	1	2
2	Бойлер	1,8	3	5,4
3	Посудомийна машина	1	1	1
4	Телефон (4 шт.)	0,48	2	0,96
5	Акумулятор автомобіля (2 шт.)	3,0875	8	24,7 [82]
	Всього			34,06



Таблиця 6.8 – Модель змінної складової попиту модельованого домо-володіння в зимовий період року

Змінне навантаження для зимового періоду				
№	Назва електроприладу	$N_i$ , кВт	$b_i$ , тривалість роботи, години	Попит за добу, кВт/година
1	Тепловий акумулятор електричного типу	14 Вт/м <sup>2</sup> 200 м <sup>2</sup> 2,8кВт/год	7	19,6
2	Пральна машина	2	1	2
3	Бойлер	1,8	3	5,4
3	Посудомийна машина	1	1	1
5	Телефон (4 шт.)	0,48	2	0,96
6	Акумулятор автомобіля (2 шт.)	3,0875	8	24,7 [82]
	Всього			53,66

*Розробка економіко-математичної моделі розподілу енергоспоживання в нічний період для домоволодіння*

Ми пропонуємо економіко-математичну модель розподілу енергоспоживання в нічний період для домоволодіння. При цьому виділяємо такі невідомі задачі:  $x_{ij}$  – двійкові змінні, що відповідають споживанню  $i$ -м приладом в  $j$ -ту годину електроенергії при  $x_{ij}=1$ , при відсутності споживання  $x_{ij}=0$ .

Нічне споживання охоплює години з 23:00 по 07:00 [107]. У випадку крайньої необхідності передбачається можливість перенесення споживання на години, що є суміжними з нічним періодом споживання. Це години з 22:00 по 23:00. Таким чином, період, що розглядається, проіндексовано від 1 до 9 з робочою назвою «умовно-нічне споживання». Індексація годин починається з 22:00.

*Обмеження 1.* Загальна номінальна потужність електроприладів кожної години не перевищує встановленої межі (в кВт):

$$\sum_{i=1}^n N_i x_{ij} \leq a_j, \quad j=1..m, \quad (6.1)$$

де  $m$  – кількість годин «умовно-нічного споживання» (у даній моделі  $m=9$ );

$n$  – кількість електроприладів, споживання електроенергії якими переноситься на ніч;

$a_j$  – верхня межа електроспоживання за  $j$ -ту годину;

$N_i$  – номінальна потужність  $i$ -го приладу.

**Обмеження 2.** Споживання електроенергії кожним електроприладом має бути визначеної тривалості (в годинах):

$$\sum_{j=1}^m x_{ij} = b_i, i = 1..n, \quad (6.2)$$

де  $b_i$  – тривалість «умовно-нічного споживання»  $i$ -тим електроприладом.

Розподіл по годинах «умовно-нічного споживання» відбувається в першу чергу в години дії нічного тарифу. В інші години «умовно-нічного споживання» попит на електричну енергію відбувається у випадку повного завантаження нічних годин і з урахуванням обмежень 1 і 2.

За допомогою цільової функції можна мінімізувати споживання електричної енергії в години дії тарифу з коефіцієнтом 1 та перехід на споживання по тарифу з коефіцієнтом 0,4, який діє з 23:00 по 07:00:

$$Z = k_2 \sum_{i=1}^n N_i x_{i1} + k_3 \sum_{i=1}^n \sum_{j=2}^9 N_i x_{ij} \rightarrow \min, k_2 \gg k_3, \quad (6.3)$$

де  $k_2$  – коефіцієнт для денного споживання електроенергії;

$k_3$  – коефіцієнт для нічного споживання електроенергії.

Якщо специфіка роботи деякого  $i$ -го електроприладу вимагає безперервної роботи (наприклад, один з режимів роботи пральної машини передбачає цикл загальної тривалості дві години), то до цих обмежень необхідно додати таке:

$$\sum_{k=1}^{10-b_i} \prod_{j=k}^{k+b_i-1} x_{ij} = 1, \quad (6.4)$$

де  $b_i$  – кількість годин, протягом яких має безперервно працювати  $i$ -й електроприлад.

Це обмеження є нелінійним, тому програмна реалізація моделі потребує особливого підходу. Проте це обмеження можна лінеаризувати шляхом введення допоміжних змінних.

Прогнозні добові профілі електричного попиту домогосподарства в зимовий період за умови використання споживачем диференційованого або „плоского” тарифу набувають такого вигляду:

Для літнього (рис. 6.5-6.7) та осіннє-весняного (рис. 6.8-6.10) періоду маємо такі години роботи для приладів змінного попиту: пральна машина

00:00-01:00; бойлер 01:00-04:00; посудомийна машина 23:00-00:00; телефони 02:00-04:00; акумулятори для авто 22:00-07:00.

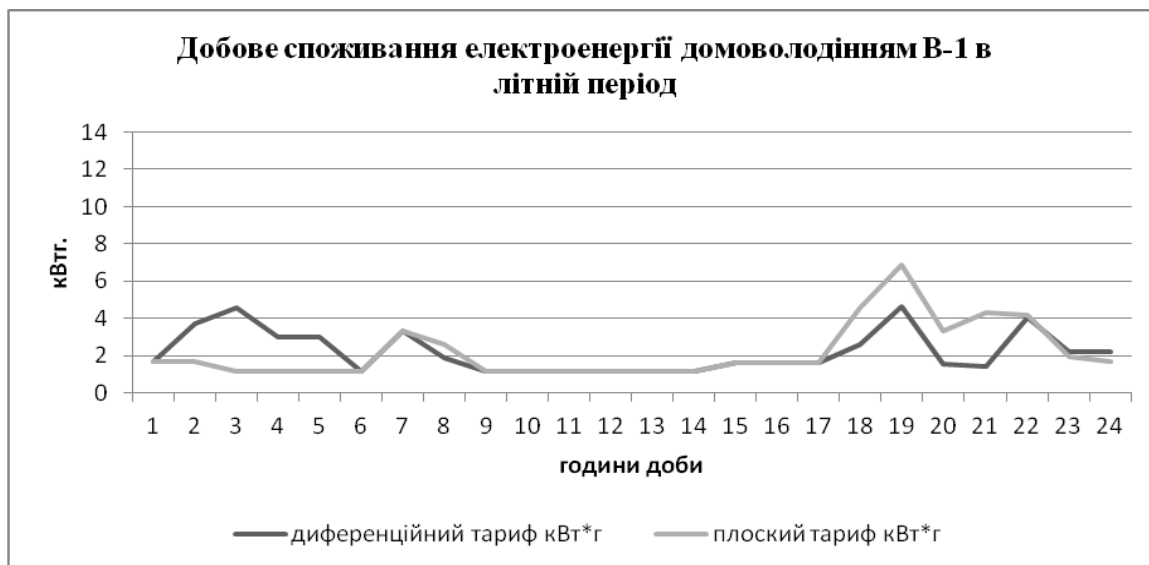


Рисунок 6.5 – Модель добового споживання електроенергії домогосподарствам В-1 в літній період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах

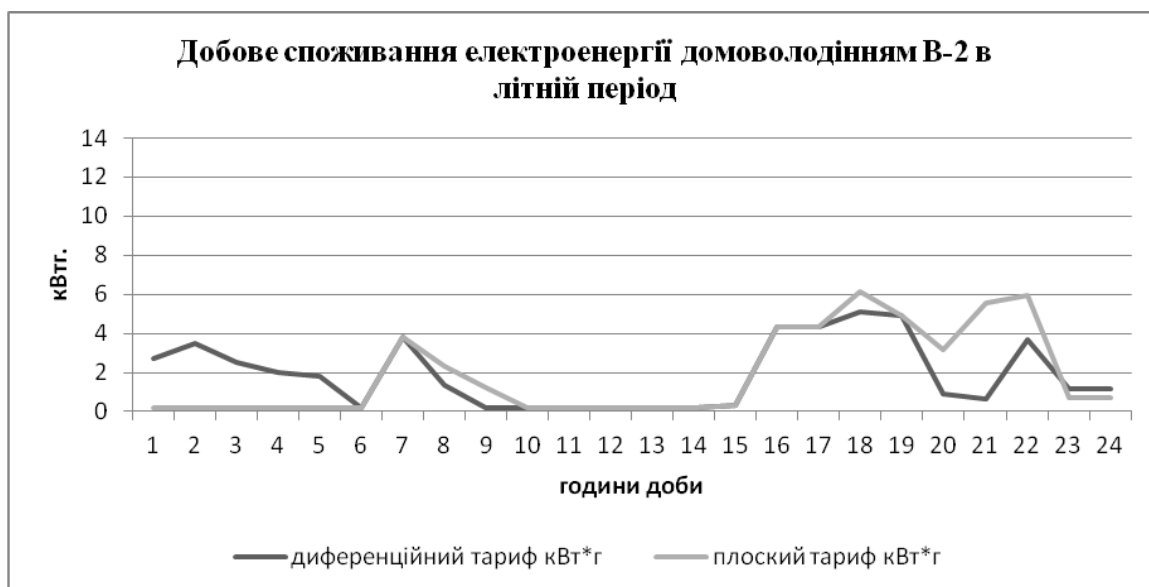


Рисунок 6.6 – Модель добового споживання електроенергії домогосподарствам В-2 в літній період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах

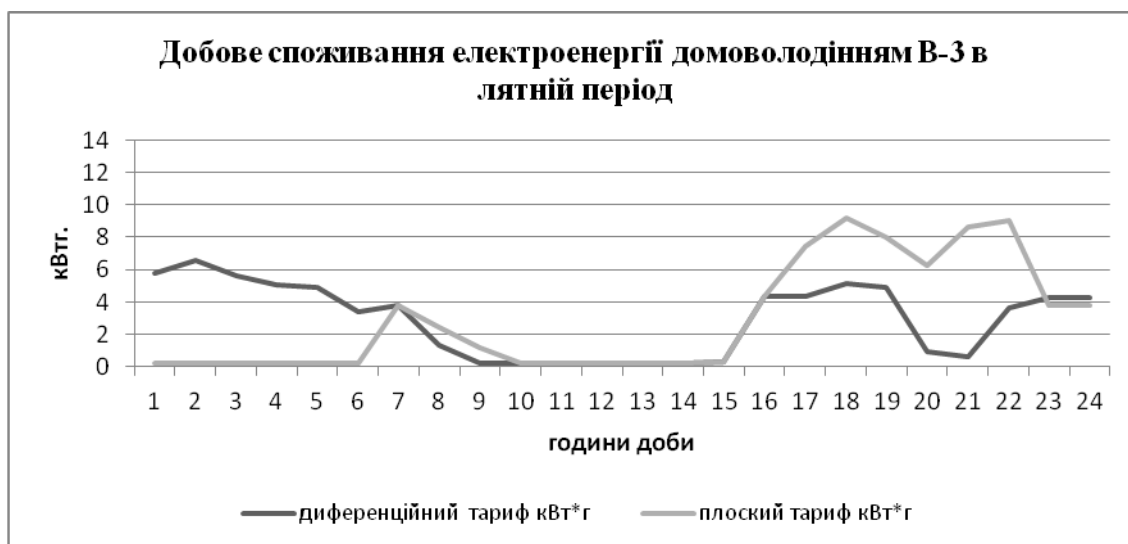


Рисунок 6.7 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-3 в літній період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах



Рисунок 6.8 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-1 в осіннє-весняний період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах

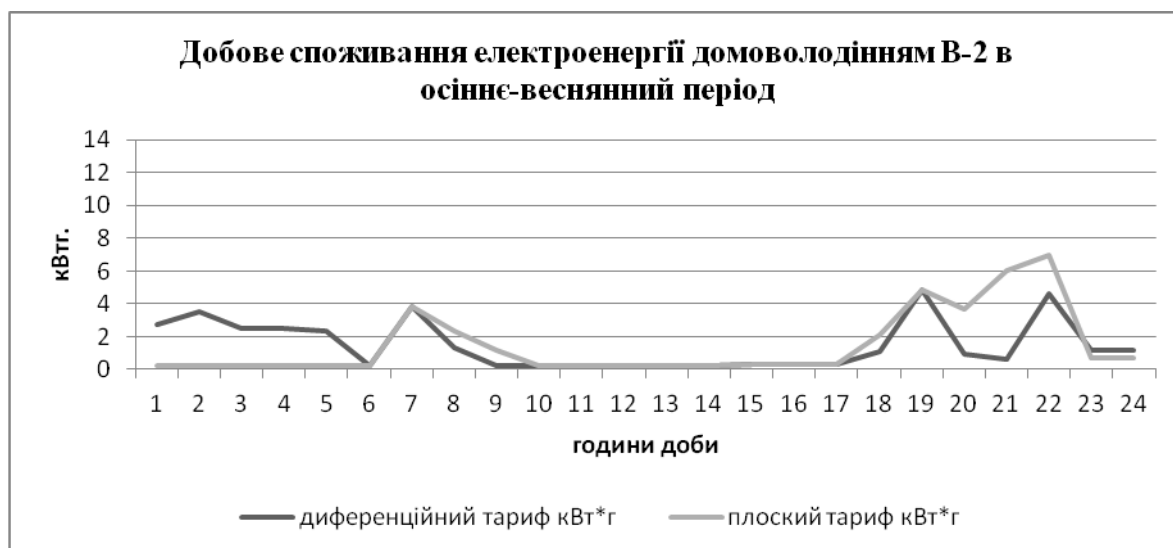


Рисунок 6.9 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-2 в осіннє-весняний період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах



Рисунок 6.10 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-3 в осіннє-весняний період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах

Для зимового періоду (рис. 6.11-6.13) години роботи приладів змінного попиту будуть такі: пральна машина 01:00-02:00; бойлер 02:00-05:00; посудомийна машина 00:00-01:00; телефони 02:00-04:00; акумулятори для авто 22:00-07:00; теплові акумулятори електричного типу 23:00-07:00. Різниця між попередніми сезонами та зимовим періодом (сезон опалення) обумовлю-

ється тим, що додається додаткове навантаження у вигляді електротеплоакумуляторів.



Рисунок 6.11 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-1 в зимовий період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах

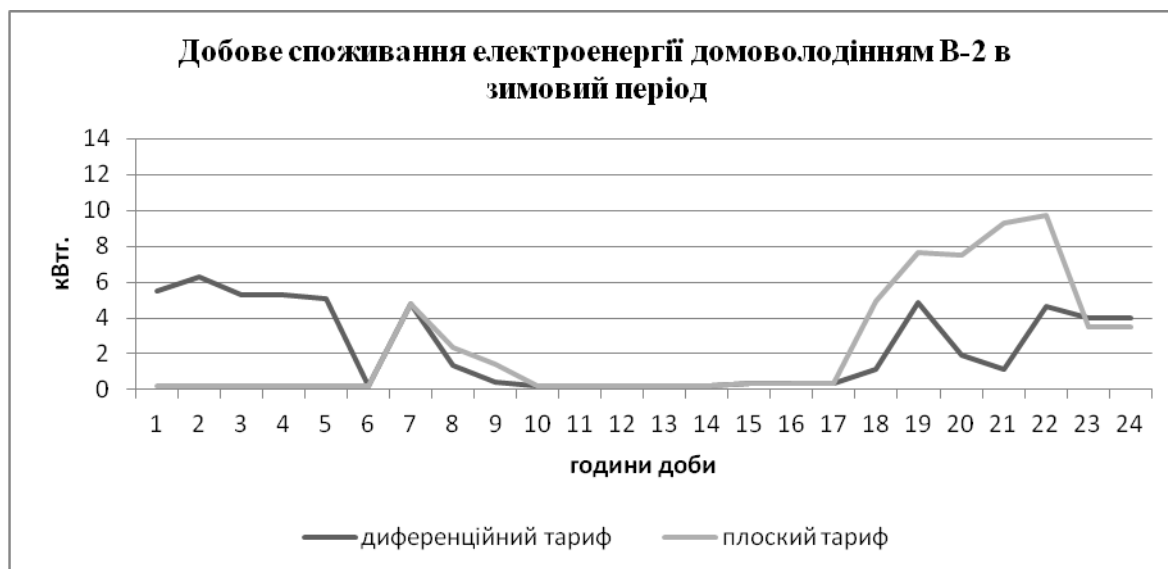


Рисунок 6.12 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-2 в зимовий період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах



Рисунок 6.13 – Модель добового споживання електроенергії домоволодінням В-3 в зимовий період на плоскому та диференційному тарифі по трьох добових зонах

Як видно з рис. 6.5-6.13, досить великі обсяги енергії, що споживається одним домогосподарством, можуть бути перенесені з вечірнього піку на нічні години доби, особливо в зимовий період, при наявності економічної зацікавленості споживача-регулятора, що, за умови залучення до регулювання достатньої кількості домогосподарств, може призвести до позитивних зрушень в ефективності функціонування ОЕС України. Як показали розрахунки, беручи за основу запропоновану модель домоволодіння ми вирішуємо питання зниження навантаження на систему в години пік та підняття нічного провалу. Варто відзначити, що регулювання нічним споживанням буде здійснюватися безпосередньо енергосистемою за допомогою комплексної системи управління та контролю навантаження енергосистеми [111], де наш споживач буде виступати в якості партнера-регулятора, віддавши управління своїми потужностями системі.

Дослідження показує, що для того, щоб зацікавити споживача в переході на нічне споживання, необхідно запропонувати йому так званий «тариф управління енергоефективністю», де нічний коефіцієнт тарифу буде стимулювати споживача до цього переходу без зниження об'ємів його споживання. Тому наступним кроком постає питання удосконалення існуючих тарифних схем для побутових споживачів електричної енергії з метою зниження фінансового навантаження на споживача при впровадженні ЕТП. Варто відзначи-

ти, що для системи питання реалізації даної концепції на тризонній тарифікації є принциповим, оскільки таким чином вона контролює пікове навантаження.

Резюмуючи, була запропонована комплексна модель побутового споживача-регулятора, яка вбирає в себе декілька етапів: по-перше, побутовий споживач був поділений на три типи домоволодіння під категоріями «В-1», «В-2» та «В-3»; по-друге, попит цих домоволодінь був рознесений в часі згідно диференційованого тарифу по трьох зонах – пік, полупік та ніч. Також модель домоволодінь була розширена згідно особливостей споживання в різних сезони року – літо, осінь-весна та зима. По-третє, відокремлено навантаження, яке може бути перенесене в нічну зону дії диференційованого тарифу та виконане графічне моделювання добового навантаження домоволодінь трьох категорій в залежності від сезонів року.

### 6.3. Аналіз окупності проекту комбінованого теплопостачання з побутовим споживачем у ролі інвестора

В підрозділі 6.2 нами була запропонована модель домоволодіння побутового споживача обласного типу, який в змозі виступити партнером, взявши на себе функцію регулятора в енергетичній системі України за рахунок передачі своїх потужностей енергетичній системі [112]. Також була сформульована задача з пошуку важелів, які піднімуть інтерес у побутового споживача до енерго-збереження і стимулюватимуть до співпраці з енергетичною компанією на правах інвестора.

Подається аналіз чутливості моделі до термінів окупності в діапазоні запропонованого тарифного меню. Необхідно встановити такі тарифи, щоб проект комбінованого теплопостачання для побутового споживача змінив статус концепції та був впроваджений у життя.

Аналіз пропонується провести методом дисконтування [113]. Метод передбачає обчислення кількості років, необхідних для повного відшкодування первісних витрат. Іншими словами визначається момент, коли дисконтований грошовий потік доходів зрівняється із сумою дисконтованих грошових потоків витрат. Інструментом методу є дисконтований строк окупності інвестицій, тобто проміжок часу з моменту початку інвестування проекту до



моменту, коли дисконтований чистий грошовий потік повністю компенсує початкові капіталовкладення в проект. Можна вважати, що з цього моменту проект починає приносити чистий дохід.

Чиста дисконтована вартість, з економічної точки зору, має такий вигляд:

$$NPV = -K_e + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}, \quad (6.5)$$

де  $K_e$  – витрати на встановлення дво(три)зонного лічильника та переобладнання електромережі;

$CF_t$  – економія за  $t$ -й рік від переходу на «нічний» тариф;

$i$  – норма доходності;

$n$  – граничний термін дії проекту «диференційного зонного тарифу», роки.

Це при умові, що нашою метою не є стовідсоткова окупність проекту, оскільки побутовий споживач, незалежно від обраної державної стратегії, нарошуватиме енергоємність побуту. Необхідно обґрунтувати впровадження концепції на основі попиту побутового споживача типу «В» [105] та оцінити окупність затрат споживача та держави на реалізацію проекту.

На рис. 6.14 ми бачимо тенденцію зростання тарифу на електричну енергію для побутового споживача з 2000 року по 2013 рік [114].

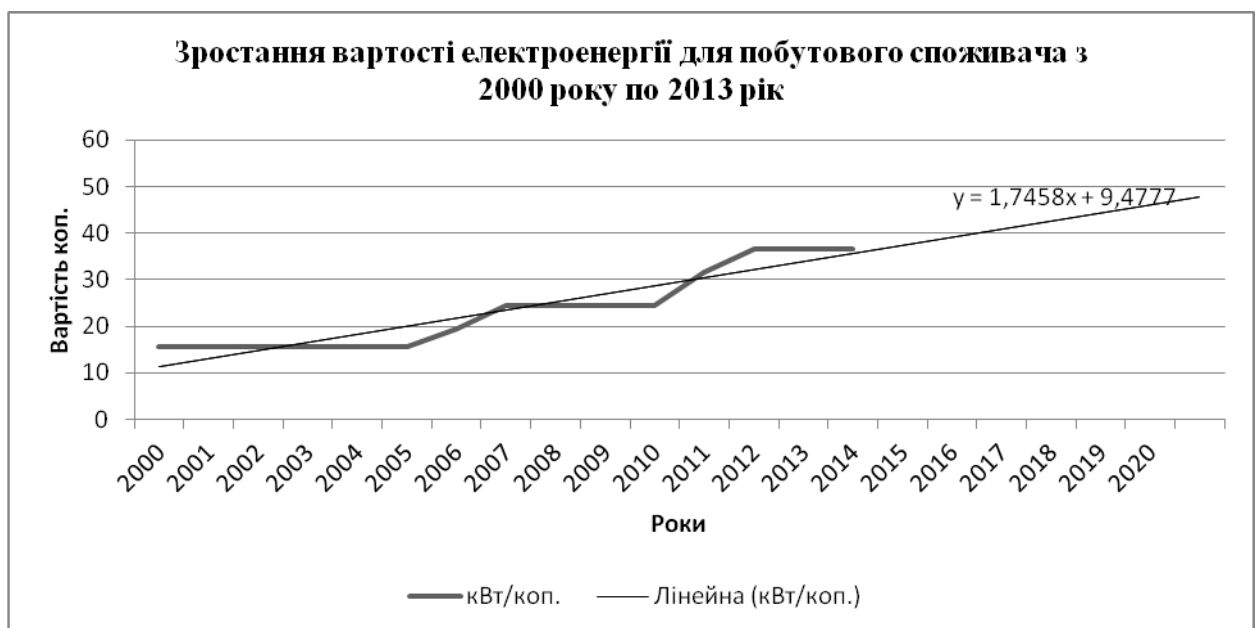


Рисунок 6.14 – Прогноз зростання тарифу для побутового споживача на електроенергію з 2000 року по 2013 рік

Як показує лінія тренду, зберігаючи наявну тенденцію, вартість тарифу з роками буде тільки зростати, що є позитивним фактором для стимулювання споживача до переходу на запропоновану концепцію. По оцінках USAID очікуване зростання тарифів на електроенергію до 2016 року складає 25% [115], однак, порівняльний аналіз [116] показує нахил терезів на бік електроенергії в проекті комбінованого теплопостачання. Тому для аналізу пропонується взяти середнє геометричне зростання вартості на основі тарифів з 2000 року по 2013 рік.

Важливо і те, які ми закладаємо критерії окупності нашої концепції. Так на наш погляд важливими показниками є:  $i = 20\%$ ;  $a(u) = 1,089$ ;  $t_s = 92$  дні;  $t_{os} = 91$  день;  $t_w = 182$  дні;  $\Delta_s = 34,06$  кВт/година;  $\Delta_{os} = 34,06$  кВт/година;  $\Delta_w = 76,06$  кВт/година;  $k_d = 1$ ;  $V = 0,365$  грн. (кВт/година);  $K_e =$  тис. грн.

Аналіз пропонується провести за двома сценаріями (табл. 6.9): оптимістичним, де витрати ( $K_e$ ) становлять 3000 грн. та песимістичним, де витрати ( $K_e$ ) – 10000 грн.

Таблиця 6.9 – Сценарії витрат побутового споживача на впровадження ЕТП

Песимістичний сценарій	Оптимістичний сценарій	№	Перелік витрат	Грн.
		1	Кабель	80
		2	Установка кабелю	80
		3	Підсилювач входу для домоволодіння	100
		4	Лічильник трифазний	580
		5	Установка лічильника	26
		6	Контрольна панель	1000
		7	Непередбачені витрати	1134
	Всього			3000
		8	Комбінована система опалення	7000
Всього				10000

Економія  $CF_t$  від переходу на зонну тарифікацію залежить від різниці тарифних коефіцієнтів, обсягу спожитої за рік  $t$  електроенергії, що переведе-

на на «нічний» тариф, та базового тарифу з урахуванням щорічного зростання вартості електроенергії. Нами запропонована така формула:

$$CF_t = (k_d - k_n) \cdot V \cdot a^{t-1} \cdot \Delta, \quad (6.6)$$

де  $k_d$  – денний тариф;

$k_n$  – нічний тариф;

$V$  – базова вартість 1 кВт·год (при тарифному коефіцієнті  $k=1$ ) на початку першого року;

$a^{t-1}$  – коефіцієнт середньорічного збільшення базової вартості 1 кВт·год (при тарифному коефіцієнті  $k=1$ ), починаючи з другого року. Обчислено як середня геометрична зростання вартості на основі тарифів за 2000-2013 роки [114];

$\Delta$  – річний обсяг електроенергії, що переведена на нічний період споживання. Ця величина не змінюється, оскільки очікуване збільшення кількості електроприладів в домогосподарстві компенсується постійним підвищенням їх енергоефективності.

Термін окупності витрат знайдеться за умови:

$$NPV = 0 \quad (6.7)$$

Залежність величини нічного тарифного коефіцієнту від кількості років повної окупності з урахуванням (6.5) – (6.7) за умови  $k_d = 1$  матиме такий вигляд:

$$k_n(t) = k_d - \frac{K_e}{V \cdot \Delta \cdot f(t)}; \quad (6.8)$$

$$f(t) = \sum_{i=1}^n \frac{a^{i-1}}{(1+i)^t}.$$

Річний обсяг електроенергії, що переведена на нічний період споживання розраховується за такою формулою:

$$\Delta = t_s \Delta_s + t_{os} \Delta_{os} + t_w \Delta_w \quad (6.9)$$

де  $\Delta_s$ ,  $\Delta_{os}$ ,  $\Delta_w$  – добове перенесене на ніч споживання електроенергії (кВт/г) в літній, осінньо-весняний та зимовий періоди, відповідно;

$t_s$ ,  $t_{os}$ ,  $t_w$  – тривалість (дні) літнього, осінньо-весняного та зимового періодів, відповідно.

В залежності від повноти оснащення модельних споживачів-регуляторів електроприймачами були розглянуті оптимістичний і песимісти-

чний сценарії щодо величини витрат на підсилення абонентського вводу електрики в будинок. Оптимістичний сценарій ( $K_e=3000$  грн.) передбачає наявність у побутового споживача ЕТАСО, а до витрат на реалізацію проекту відносяться: установка трьохзонного лічильника, придбання контрольної панелі, посилення електричного вводу для домоволодіння, установка кабелю, непередбачені витрати. Під песимістичним сценарієм ( $K_e=10000$  грн.) розглядаються всі вище перелічені витрати плюс придбання та встановлення ЕТАСО.

В роботі проаналізовано вплив коефіцієнтів нічного тарифу ( $k_n$ ) на термін окупності витрат. При аналізі у рамках оптимістичного сценарію виявлено, що строки окупності у різних типів споживачів-регуляторів при наявному знижувачому коефіцієнті нічного тарифу ( $k_n=0,4$ ) є дуже короткими. Так, споживачі-регулятори типу „В-1” відшкодують витрати на проект вже за 4 роки (рис. 6.15), типу „В-2” – за 2,7 роки (рис. 6.16), а типу „В-3” – менше, ніж за рік (рис. 6.17).

Графічне моделювання термінів окупності при існуючому коефіцієнті нічного тарифу при оптимістичному сценарії ( $K_e=3000$  грн.) наведено на рис. 6.15 – 6.17.

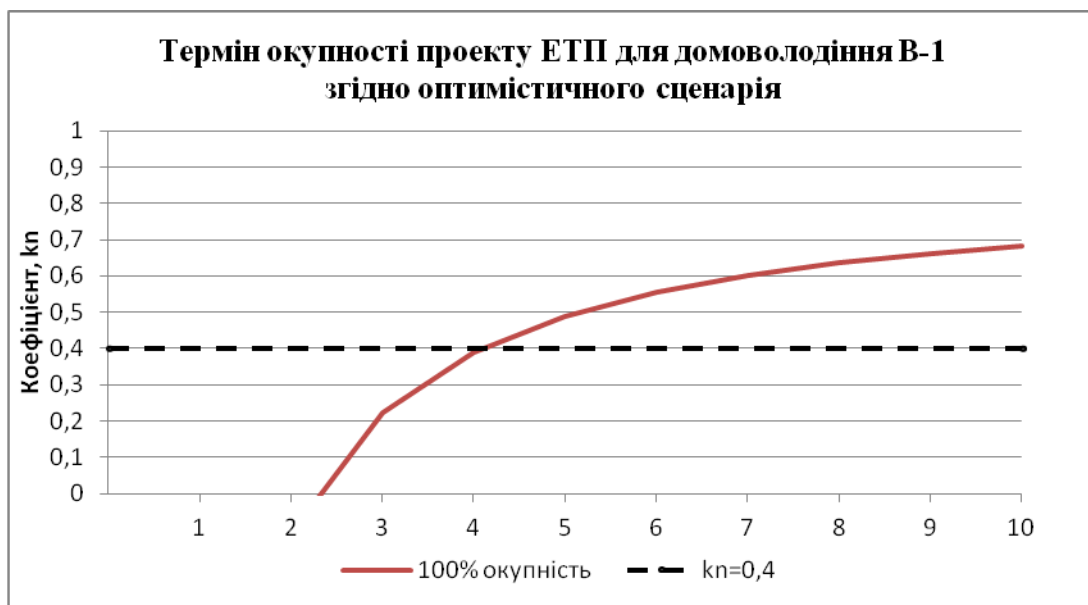


Рисунок 6.15 – Термін окупності проекту ЕТП для домоволодіння В-1 згідно  $K_e=3000$  грн

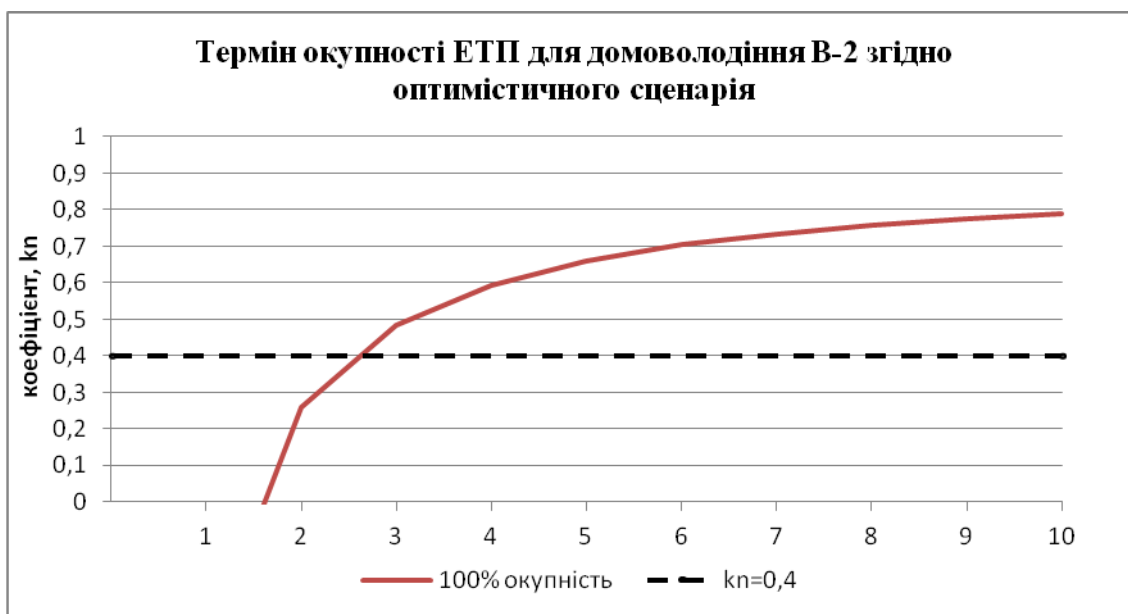


Рисунок 6.16 – Термін окупності проекту ЕТП для домоволодіння В-2 згідно  $K_e=3000$  грн

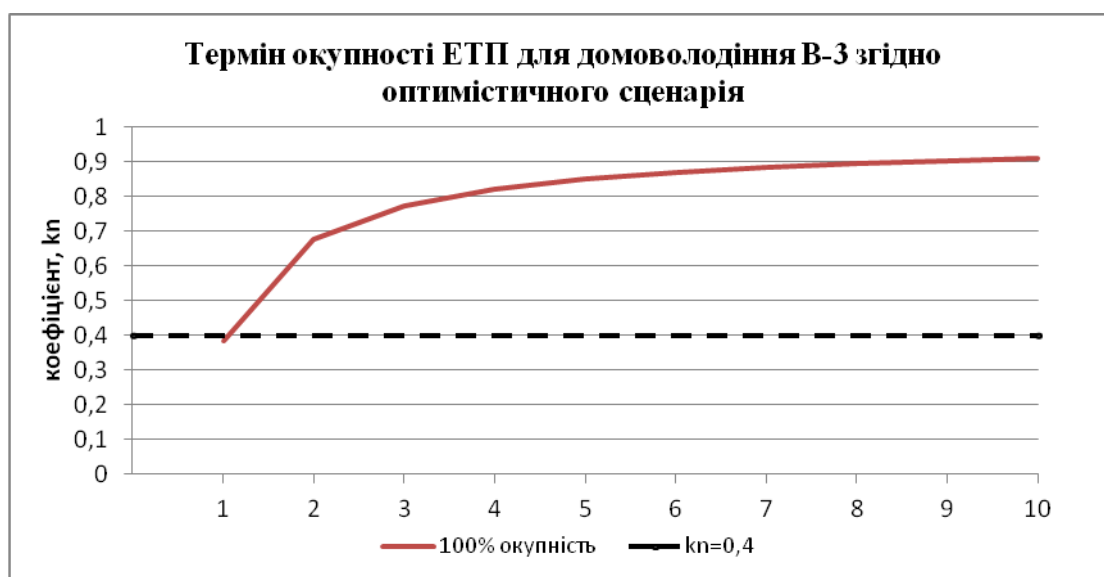


Рисунок 6.17 – Термін окупності проекту ЕТП для домоволодіння В-3 згідно  $K_e=3000$  грн

При аналізі згідно песимістичного сценарію показано, що при існуючому знижуючому нічному коефіцієнті тарифу термін окупності для типів споживачів-регуляторів виглядає наступним чином. Показано, що окупність проекту для споживача типу „В-1” не забезпечується в прийнятні терміни (рис. 6.18), а для побутового споживача типу „В-2” настає пізніше прийнятного періоду в 10 років (рис. 6.19). Рис. 6.20 навпаки, показує, що 100% оку-

пність у споживача типу „В-3” настає за досить короткий термін – 4 роки, що є вельми оптимістичним результатом.

Графічне моделювання термінів окупності на існуючому коефіцієнті нічного тарифу за песимістичним сценарієм ( $K_e=10000$  грн.) наведено на рис. 6.18-6.20.

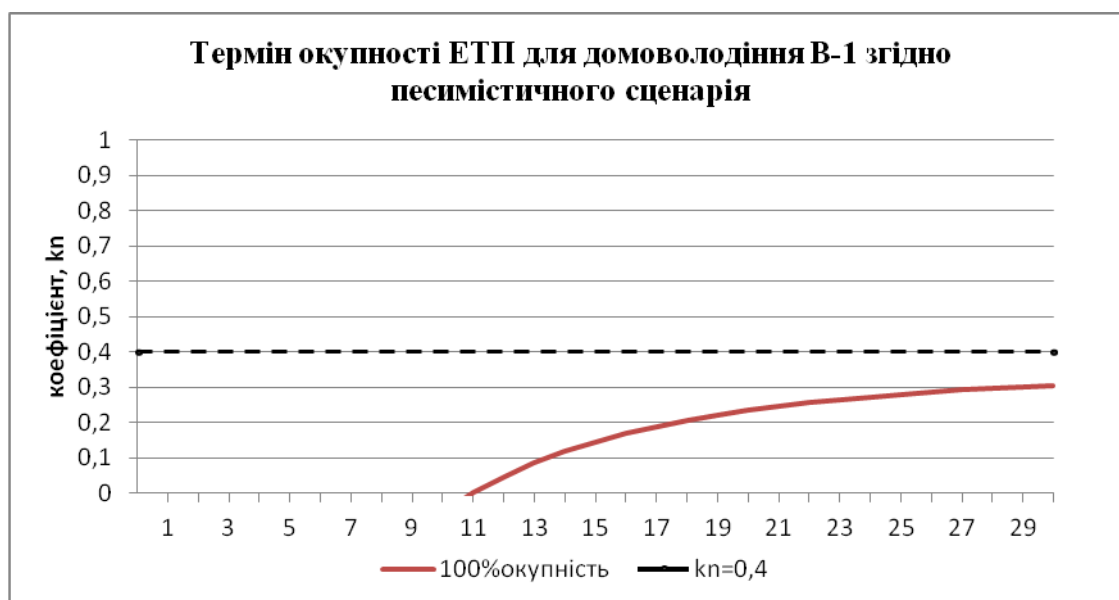


Рисунок 6.18 – Термін окупності проекту ЕТП для домоволодіння В-1 згідно  $K_e=10000$  грн

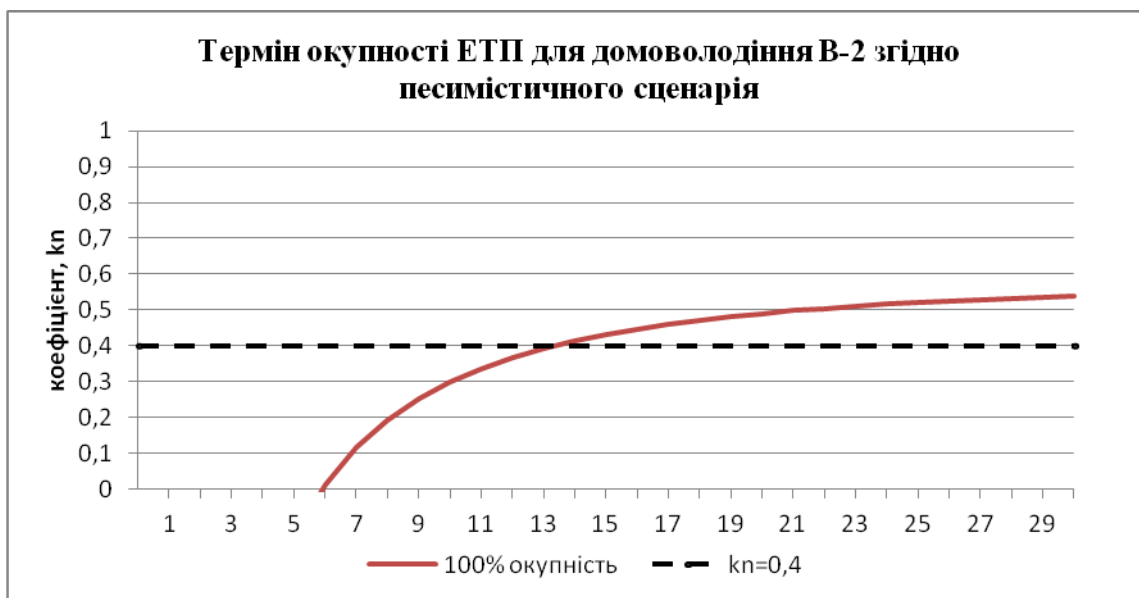


Рисунок 6.19 – Термін окупності проекту ЕТП для домоволодіння В-2 згідно  $K_e=10000$  грн

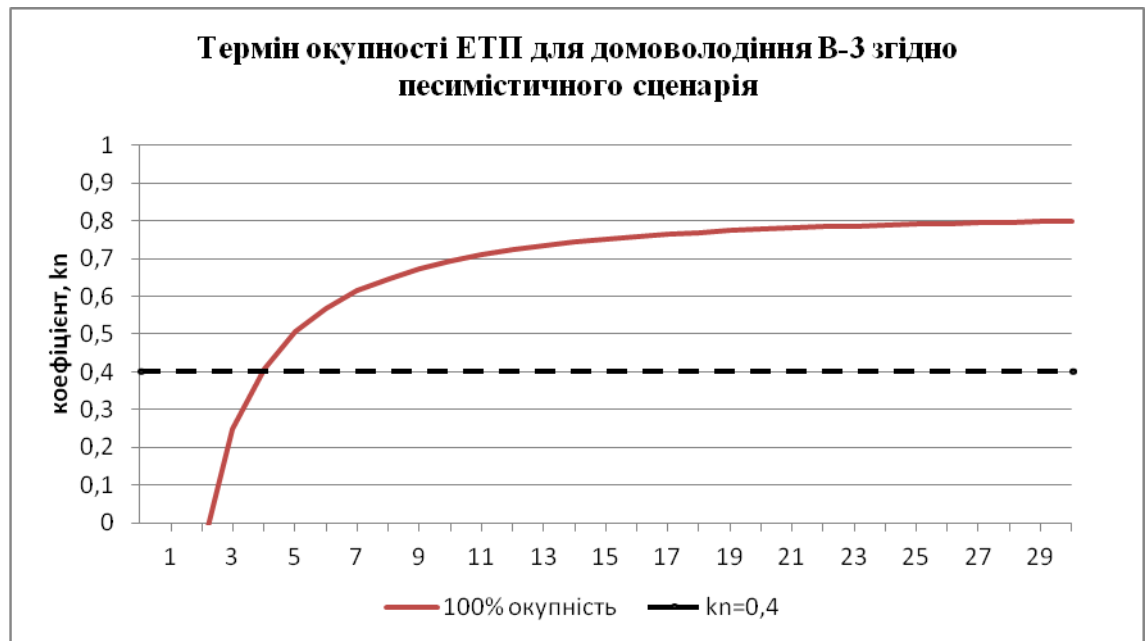


Рисунок 6.20 – Термін окупності проекту ЕТП для домоволодіння В-3 згідно  $K_e = 10000$  грн

Таким чином, ефективність інвестицій споживача у проект, що забезпечує йому технічну можливість нарощувати встановлену потужність електроприймачів і брати участь у регулюванні електричного навантаження тим більша, чим вищі обсяги використовуваної ним електричної енергії, споживання яких може бути відтерміновано на нічні години доби.

Слід відзначити, що не вводячи додаткові потужності на базі діючих АЕС можна впровадити комбіноване теплопостачання з інвестором в особі побутового споживача. Внаслідок цього АЕС активізують потенціал, що простоє у вигляді атомних енергоблоків (рис. 6.1). Енергетичній системі, в свою чергу, стають підконтрольні потужності побутового споживача типу «В», а побутовий споживач отримує занижений коефіцієнт нічного тарифу на електроенергію на підставі договору.

Наступним кроком стало розроблення пропозицій щодо вибору нічного коефіцієнта ( $k_n$ ) для тарифних схем для стимулювання побутового споживача всіх обраних категорій до впровадження ЕТП на базі АЕС у якості виробника електричної енергії [117].

Для можливості реалізації проекту споживачами типу В-1 і В-3 були розроблені тарифні схеми, вибір налаштовуваних коефіцієнтів для яких проілюстровано на рис. 6.21 та рис. 6.22.

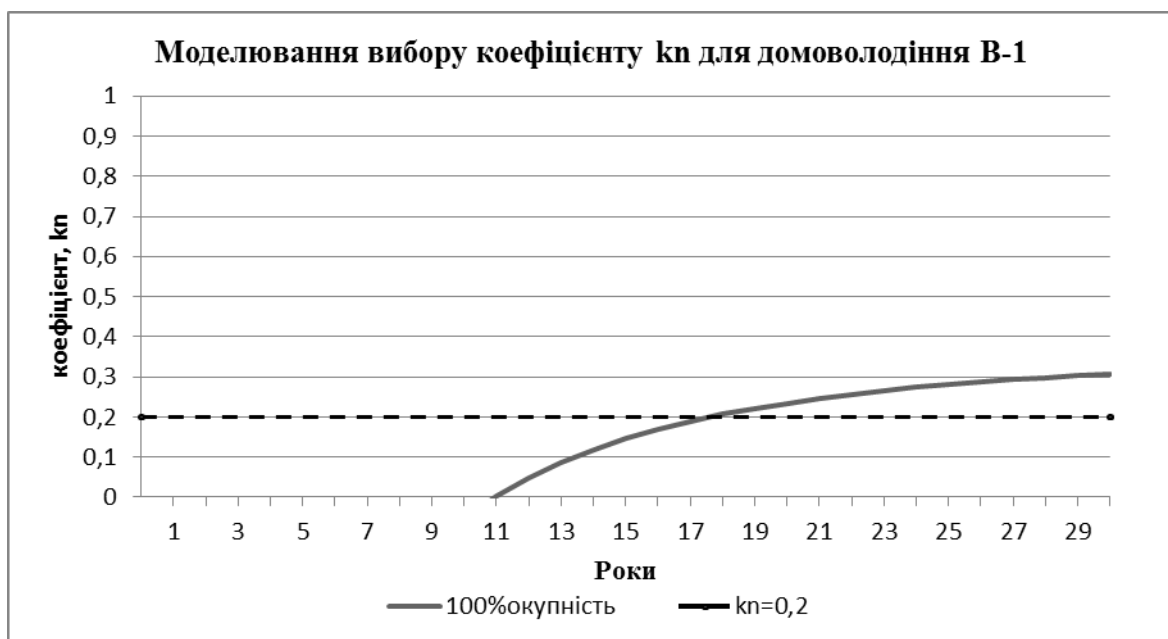


Рисунок 6.21 – Обґрунтування вибору коефіцієнту  $k_n$  для тарифних схем, призначених для стимуляції споживачів категорії В-1 залучатися до переходу на диференційований тариф



Рисунок 6.22 – Обґрунтування вибору коефіцієнту  $k_n$  для тарифних схем, призначених для стимуляції споживачів категорії В-3 залучатися до переходу на диференційований тариф

На рис. 6.21 запропоновано понизити  $k_n$  для побутового споживача типу В-1 до 0,2, що дозволить йому відшкодувати витрати на проект у дуже віддаленій перспективі – за 19 років. На рис. 6.22 обґрунтовується пропозиція



про підняття понижуючого коефіцієнта нічного тарифу для споживача типу В-3 до 0,6, що дозволить енергокомпанії підтримати споживача типу В-1, здійснивши щодо нього так зване перехресне субсидіювання.

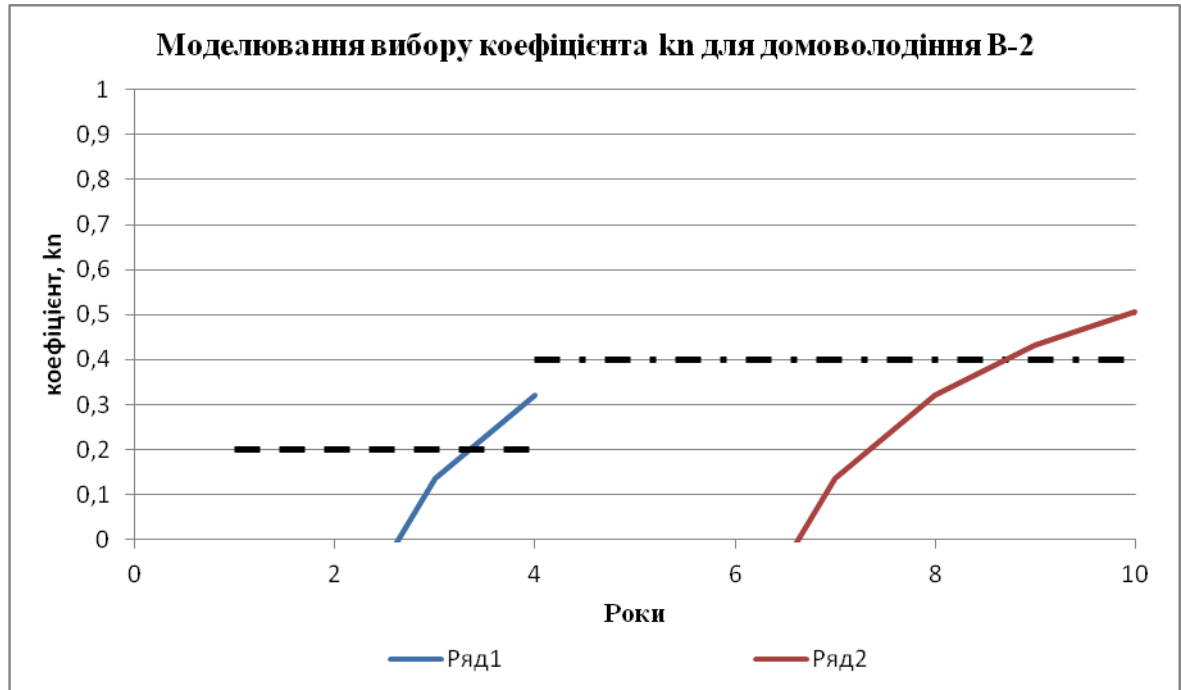


Рисунок 6.23 – Обґрунтування вибору коефіцієнту  $k_n$  для тарифних схем, призначених для стимуляції споживачів категорії В-2 залучатися до переходу на диференційований тариф

На рис. 6.23 обґрунтовується вибір понижуючого коефіцієнта для побутового споживача-регулятора типу В-2. Тобто для цього типу побутового споживача пропонується ввести двоетапну тарифну схему, де етапи обумовлюються процентним співвідношенням окупності до часу з власним знижуючим коефіцієнтом ( $k_n$ ):

- перший етап являє собою зниження нічного коефіцієнта тарифу до 0,2 на протязі 4 років, що дає змогу окупити проект ЕТП на 50%;
- другий етап – це 100% окупність проекту з нічним коефіцієнтом у 0,4, що прогнозує кінцеву дату окупності в строк 8,5 років.

Роблячи висновки, акцентуємо увагу, що в розділі проведені розрахунки строків окупності проекту з ЕПТ для домоволодінь категорій «В», також розроблені пропозиції щодо впровадження нових тарифних схем для домоволодінь, які виступають інвесторами у впровадженні ЕТП на базі АЕС.

#### 6.4. Висновки

1. Оцінено, що для забезпечення повного завантаження одного додаткового енергоблоку АЕС необхідно щонайменше в 5,5 разів збільшити кількість споживачів, згодних брати участь у регулюванні режимів електроспоживання. Показано, що диференційований трьохставковий тариф є економічно найбільш привабливим для споживачів-регуляторів і найбільш стимулюючим до участі у закупівлі електроенергії на спеціалізованій біржі. Економічний ефект від збільшення частки побутових споживачів-регуляторів в масштабі ОЕС України, а також з врахуванням підвищення коефіцієнту використання встановленої потужності АЕС, становить від 0,3% до 1 % витрат на закупівлю органічного палива у масштабах ОЕС України.

2. Розроблено модель споживача-регулятора, яка дозволяє оцінити обсяги електроспоживання, які можуть бути перенесені з годин вечірнього піку на години нічного провалу у навантаженні ОЕС України. Виконано інтервальні оцінки витрат споживачів на технічну підготовку до участі у біржовій торгівлі, які покладено в основу оптимістичного та песимістичного сценаріїв щодо темпів їх окупності.

Для залучення до участі у регулюванні навантаження в ОЕС України широких верств побутових споживачів запропоновано алгоритм налаштування цінових параметрів в багатозонному тарифі, який дозволить енергопостачальним компаніям протягом початкового етапу здійснювати перехресне субсидіювання споживачів-регуляторів з низьким рівнем енергооснащеності за рахунок додаткового доходу, отриманого за рахунок збільшення вартості електроенергії, яку купуватимуть споживачі, домогосподарства яких добре оснащені потужними електроприймачами. Після завершення перехідної фази у формуванні цільової групи побутових споживачів-регуляторів, коли вони будуть здатні колективними зусиллями забезпечувати приріст навантаження в нічні години доби у 1000 МВт в масштабах ОЕС України, перехресне субсидіювання буде ліквідовано, і споживачі будуть поставлені в однакові умови.

## РОЗДІЛ 7

### РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ РЕКОМЕНДАЦІЙ ПО ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ І РЕФОРМУВАННЮ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ВЕЛИКИХ МІСТ

#### 7.1. Проблеми реформування галузі теплопостачання

Економічна ефективність систем теплопостачання залишається надзвичайно актуальним для України питанням вже протягом багатьох десятиліть. Його актуальності сприяють кілька важливих факторів.

Перш за все, це досить прохолодний переважно континентальний клімат взимку на більшій частині території нашої держави, коли середньомісячна температура у січні та грудні складає мінус 5-10 °С, часом тижнями знаходячись на рівні -15-20 °С, і сягаючи -30 °С і нижче. Особливо це стосується північно-східних регіонів України, зокрема, тієї частини території Донбасу, на якій сьогодні проходять активні бойові дії Збройних Сил України та Національної Гвардії з російськими терористичними військами.

Другим фактором можна вважати те, що переважна частина теплових мереж в Україні були створені ще за часів Радянського Союзу, і з того часу не модернізувалися у зв'язку з різними причинами, серед яких основними можна назвати брак коштів у бюджетах усіх рівнів і високий рівень корупції у відповідних організаціях. Більше того, часто не проводиться навіть плановий ремонт тепломереж, що передбачає заміну зношених труб і пошкодженої теплоізоляції. Фіналом такого підходу до експлуатації тепломереж є аварії подібні тій, що сталася у Алчевську взимку 2006 року [118]. Внаслідок недбалості комунальних служб міста, після аварії на тепломережах і відключення опалення під час морозів вода із системи злита не була, в результаті чого вона замерзла і розірвала значну частину труб, повністю вивівши з ладу систему опалення у місті з населенням у 60 тисяч людей у середині січня. Через кілька днів, з тих же причин, були пошкоджені труби каналізаційної системи міста. Уряд змушений був об'явити у місті надзвичайну ситуацію і відправити туди інженерні і робочі команди з інших регіонів України.

Модернізація ж або перебудова мереж могли б дозволити економити енергоносії, і, відповідно грошові кошти у обсязі до 30-35, а часом і більше

відсотків. Наприклад, проект підвищення енергоефективності тепломереж у Тернополі, що кредитується Світовим Банком реконструкції і розвитку, коштує 25 мільйонів доларів і реалізується у поточному 2014 році, передбачає саме такий рівень зменшення витрат на тепlopостачання [119]. Водночас, і результаті його реалізації, очікується також суттєва економія енергоносіїв. Технічний керівник проекту Світового Банку реконструкції і розвитку Пекка Коурі прогнозує скорочення споживання газу на 6%, води - на 9%, електроенергії — на 21%.

У 2014 році на модернізацію тепломереж урядом передбачалося витратити 8,87 мільярдів гривень [120], у тому числі 1,299 млрд. грн. – з місцевих бюджетів, та 7,566 млрд. грн. - з інших джерел. Усього ж за 2014-2015 роки на ці цілі планувалося витратити 27,845 млрд. грн., що складало вже досить суттєву суму, здатну вплинути на стан справ у галузі в цілому. Державний бюджет мав виділити лише 1,516 млрд. грн., це 4,33 млрд. грн. мали бути задіяні з місцевих бюджетів, і, нарешті, 21,999 млрд. грн. – з інших джерел фінансування, що, очевидно, передбачає залучення інвестицій, у тому числі і іноземних. Як бачимо з прикладу зі Світовим Банком реконструкції і розвитку, наведеного вище, частково програма була реалізована, дійсно залучалися іноземні інвестиції. І це не поодинокий випадок. Одним з останніх прикладів є залучення 1,5 мільйони євро чеської компанії TTS eko s.r.o., що планується витратити на модернізацію котельні м. Дубляни Львівської області [121]. Меморандум між представниками компанії та обласною адміністрацією Львівщини було підписано 12 листопада 2014 року. І це лише перший проект TTS eko s.r.o. у Львівській області у галузі підвищення ефективності тепlopостачання, хоча ця компанія вже приймала участь у реалізації іншого амбіційного проекту – будівництві Самбірської сонячної електростанції [122] площею у 22 гектари, з 10 тис. сонячних панелей загальною проектною потужністю 10 мегават, що вже успішно експлуатується і зменшує викиди CO<sub>2</sub> у повітря на 16 тис. тон. на рік.

З іншого боку, німецька аудиторська компанія ECHI (Energieconsulting Heidelberg International) за підсумками технічного аудиту теплових мереж Києва на замовлення ВАТ «Київенерго» ще на початку 2012 року визначила суму, необхідну на модернізацію тепломереж столиці - 10,1 млрд грн., тобто близько 1,2 млрд. доларів [123]. Це передбачає заміну близько 60% трубо-

проводів, а також поступову відмову центральних теплових пунктів і заміну їх на індивідуальні теплові пункти, очевидно, з метою мінімізації втрат у процесі перенесення теплової енергії. Тобто, один лише Київ у 2012 році на модернізацію потребував коштів на 10% більше, ніж урядом передбачалося на 2014 рік на всю Україну. Навіть якщо виходити з кількості населення, абстрагуючись від того факту, що стан тепломереж у Києві, очевидно, не найгірший в масштабах України, то загальна потреба в інвестиціях на модернізацію вітчизняних тепломереж складає 15-20 млрд. доларів. Насправді ж, більш доречно говорити про суму у 30-40 млрд. доларів. Наприклад, згідно даних звіту про проведення стратегічної оцінки модернізації муніципальних теплових мереж і ТЕЦ в Україні [124], ще у середині 2000-х років програма Світового Банку з підвищення енергоефективності у громадських будівлях м. Києва допомогла встановити лічильники і провести інші заходи з енергозбереження у 1200 будинках, що дозволило скоротити витрати енергії на 26%. Деякі подібні інвестиційні проекти з залученням іноземного капіталу реалізовувалися також у Львові. Щодо інших міст інформації значно менше, а обсяг інвестицій, відповідно, у більшості випадків близький до нульового.

Також, на даний момент немає інформації щодо реального відсотку виконання програми за 2014 рік навіть у передбачених обсягах. Незважаючи на високу перспективність українського інвестиційного ринку, про що постійно говорить як українська влада, так і вітчизняні та зарубіжні експерти, на сьогодні склався не найкращий інвестиційний клімат в Україні. Перш за все, це пов'язано з анексією Криму Російською Федерацією, і, перш за все, бойовими діями у частині Луганської та Донецької областей, що продовжуються вже понад пів-року. Ці фактори, вкупі із швидкою девальвацією національної валюти, суттєво підвищують ризикованість інвестицій в Україну. Тому деякі іноземні компанії і уряди, які в іншому випадку вже наважилися б вкласти гроші в українську економіку, поки що не поспішають це робити, хоча і невтомно заявляють про підтримку України. Більше того, у поточному році чи не вперше за останні 20 років склалася ситуація, коли обсяг українських інвестицій в інші країни перевищив обсяг зарубіжних інвестицій в Україну [125]. Протягом перших 9 місяців 2014 року дефіцит даного рахунку склав 365 млн. доларів США, тоді як за аналогічний період минулого року спостерігався профіцит у розмірі 1,9 млрд. доларів США. Тобто, український

бізнес у 2014 році вклав у економіки іноземних країн на 365 млн. доларів більше, ніж іноземний бізнес вклав в Україну. У той час як навіть у не дуже успішному 2013 році цей показник склав 1,9 млрд. доларів на користь України. Тут треба розуміти, що українські інвестиції в іноземні країни на 80-90% є віртуальними, коли вітчизняні олігархи «вкладають» гроші у власні фірми, що мають юридичні адреси на одному з популярних офшорів. Такими офшорами, як правило, є Кіпр, на який припадає до 80% українських «інвестицій», а також Британські Віргінські острови, Багамські острови, Бермудські острови та деякі інші, менш популярні офшорні зони. Далі гроші з офшорів заводяться назад в Україну, де під виглядом іноземних інвестицій вкладаються у підприємства, що належать тим самим олігархам. Робиться це з метою ухилення від сплати податків, оскільки між Україною та країнами, у яких знаходяться дані офшорні зони, діють договори про уникнення подвійного оподаткування. В результаті, українські «інвестиції» в ці країни податками не обкладаються, податки у самих офшорних зонах є у більшій мірі символічними, а «інвестиції» з цих зон в Україну вітчизняними податками, знову ж таки, не обкладаються. Варто зазначити, що одним з основних реальних вітчизняних інвесторів, які мають виробничі активи за кордоном, є Петро Порошенко, діючий Президент України, який на даний момент є власником кондитерської групи «Рошен», що має працюючі фабрики не тільки в Україні, але також у Литві і РФ, які не є країнами-офшорами. Проте, за власною обіцянкою Петра Порошенка «Рошен» має бути проданий, щоб не створювати для Президента конфлікт інтересів.

Тим не менше, навіть не зважаючи на віртуальність більшості українських інвестицій, ситуація з інвестиційним балансом виглядає несприятливою, оскільки подібні методи інвестування з'явилися ще близько 20 років тому, а негативне інвестиційне сальдо вітчизняна економіка отримала лише у 2014 році, що не випадковим чином співпало з агресією РФ у Криму та на Донбасі. Втрати України неможливо порівняти з відтоком капіталу з Російської Федерації, де тільки прямий відтік іноземних інвестицій за результатами 2014 року складатиме за найскромнішими підрахунками 80, а за найбільш песимістичними для РФ – понад 140 млрд. доларів США. Сюди ж необхідно додати втрати від міжнародних санкцій, здешевлення енергоносіїв, про яке окремо буде сказано нижче, а також від стрімкої девальвації рубля. Проте

для України з її слабкою нині економікою навіть такі відносно невеликі втрати є чутливими.

Третім важливим фактором, що зумовлює актуальність теми підвищення ефективності систем теплопостачання в Україні, є перманентна тенденція до здорожчання енергоносіїв. Щоправда, за останні 6 місяців ця тенденція була частково зламана, і далеко не останню роль у цьому процесі зіграв саме український фактор, проте здешевлення стосується, перш за все, нафти та продуктів нафтопереробки, тоді як вартість природного газу, вугілля, ядерного палива та інших енергоносіїв або не змінилася, або знизилася не настільки суттєво. Крім того, з урахуванням девальвації української національної валюти, яка з початку року здешевшала по відношенню до долара та євро практично вдвічі, у гривневому еквіваленті зросли ціни усіх без винятку видів енергоносіїв.

Ціни на нафту на останні 6 місяців суттєво знизилися. Якщо на початку літа 2014 року барель нафти марки Brent коштував 110-115 доларів, то сьогодні його ціна складає близько 62 доларів, і тенденція до зниження залишається [126, 127]. Відповідно, на світових ринках суттєво дешевшають бензин, дизпаливо, керосин, мазут та інші продукти нафтопереробки. Світова економіка в цілому за рахунок низьких цін на нафту виграє до 500 млрд. доларів у короткостроковій перспективі. В Україні цей вигрaш в значній мірі нівелюється зниженням курсу національної валюти та особливостями ведення бізнесу у нашій країні. При підвищенні цін на нафту вартість бензину та дизельного палива в Україні зростає паралельно з нами, і приблизно на ту ж саму величину. Тепер, коли ціна на нафту на світових ринках знизилася з початку року майже вдвічі, можна порівняти роздрібні ціни на заправках. Якщо подивитися на середні ціни в США [128] на рисунку 7.1, то можна побачити, що з початку року до початку літа, поки ціни на нафту були відносно стабільні, ціна на бензин в США мала тенденцію до зростання, що, імовірно, пов'язано з підвищенням напруженості у світі у зв'язку з подіями у Сирії та Україні. З початку літа, коли почала дешевшати нафта, можемо спостерігати паралельне їй, майже лінійне зниження цін на звичайний бензин, що теоретично є аналогом вітчизняного А-95, а насправді, очевидно, є значно більш якісним, в результаті чого ціна галону (3,78 літра) знизилася з 3,70 доларів до 2,56 доларів, і тенденція до зниження ціни залишається і надалі. Таким чи-

ном, ціна літру бензину в США знизилася з 98 центів до 68 центів, тобто в 1,44 рази, і продовжує знижуватися.

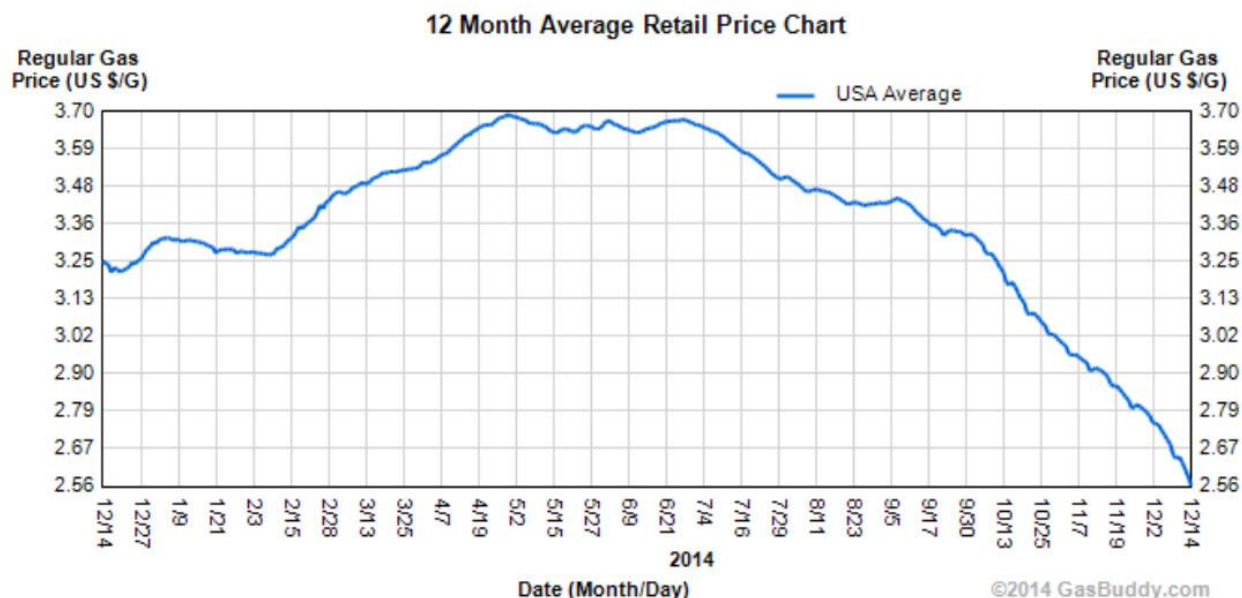


Рисунок 7.1 – Динаміка цін на звичайний бензин в США за 2014 рік

В Україні ситуація зовсім інша [129] (рис. 7.2).

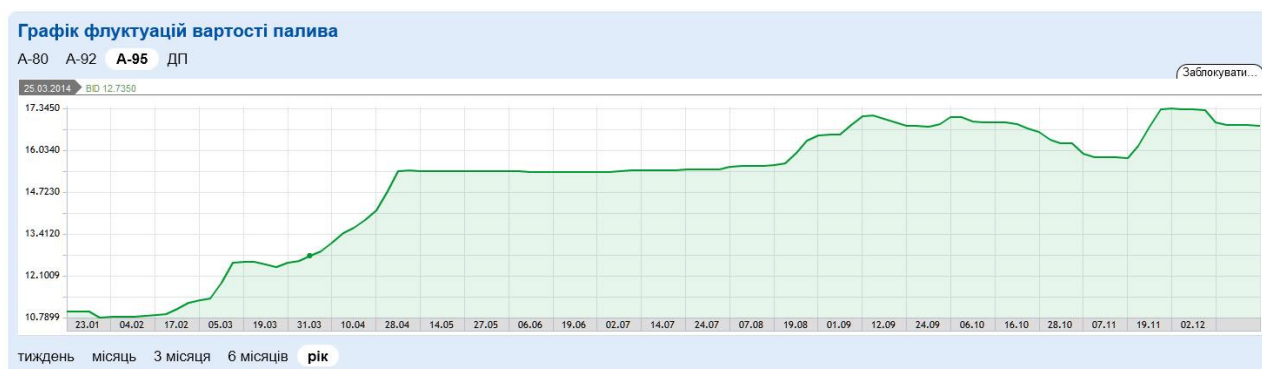


Рисунок 7.2 – Динаміка цін на бензин А-95 в Україні за 2014 рік.

Як видно з рис. 7.2, на початку року бензин А-95 коштує в середньому близько 10,8 грн., або приблизно 1,25 долара за літр, тобто набагато дорожче, ніж навіть максимальна цьогорічна ціна якісного американського палива з США. Далі спостерігається тенденція лише до підвищення ціни. З кінця квітня і до середини серпня, коли ціна нафти вже почала падати, а курс гривні був відносно стабільним, ціна на бензин майже не змінюється, і навіть дещо підвищується. Після чергового витка девальвації гривні наприкінці серпня ціна знову почала зростати, незважаючи на обвал цін на нафту, і це повтори-



лося після парламентських виборів на початку листопада. І лише втручання антимонопольного комітету дещо сприяло зниженню цін, але несуттєвому і не на тривалий час. Сьогодні ціна бензину А-95 складає 16,8 грн. або 1,07 долара за літр по офіційному курсу, тобто все ще дорожче ніж максимальна цьогорічна ціна в США і в 1,57 разів дорожче ніж поточна ціна в США. Зниження ціни в доларовому еквіваленті склало 1,17 рази, проти 1,44 рази в США, в гривнях же літр палива здорожчав з 10,8 до 16,8 грн., тобто в 1,56 рази. Ситуація з дизельним паливом в Україні ще гірша, адже одним з перших кроків нового уряду на початку весни, тобто, перед початком посівної кампанії, чомусь стало підвищення акцизів саме на дизельне паливо. В результаті, його ціна зросла з 9,65 до 16,2 грн. за літр, тобто у 1,68 рази.

Що ж до зниження цін на нафту, то воно стало результатом співпадіння одночасно кількох факторів, як економічних, так і політичних. З одного боку, воно суттєво б'є по позиціям країн, які залежать від експорту нафти, і перш за все – по позиціям Російської Федерації, яку світове співтовариство домоглося покарати таким чином за агресію проти України. Зі зниженням ціни бареля нафти на 1 долар РФ втрачає 3 мільярди доларів, тому неважко порахувати, що по відношенню по цін початку року на сьогодні Російська федерація не дорахується близько 160 млрд. доларів доходів. Причому, тенденція до зниження цін залишається незмінною і надалі. Крім того, загальне зниження тонусу світової економіки та очікування подальшого зниження цін призводять до зниження попиту на нафту та нафтопродукти. Нарешті, за останній час все більшого значення набуває видобуток так званої сланцевої нафти, по аналогії із сланцевим газом. Технології такого видобутку, які вже є у США і ряду інших країн, по-перше, дозволять в перспективі видобувати нафту (і газ) деяким з тих країн, які сьогодні цього не роблять або чийого видобутку не вистачає для власних потреб. До таких країн відноситься і Україна. По-друге, США за рахунок цих технологій вже сьогодні видобувають нафти більше, ніж споживають, хоча ще кілька років тому вони були одним із найкрупніших її імпортерів, незважаючи на суттєвий власний видобуток. З огляду на це, США готові вийти зі своєю нафтою на світові ринки, для чого вже був дозволений раніше заборонений експорт нафти власного видобутку з США. ОПЕК не став знижувати квоти на видобуток нафти не тільки тому, що представників країн ОПЕК про це попросили США. Арабські

країни також побоюються, що зниження видобутку і намагання до підвищення цін на нафту призведе до втрати ними ринків, які із своєю сланцевою нафтою зможуть захопити Сполучені Штати.

З огляду на сказане вище стає очевидно, що Україна та її громадяни не отримають суттєвого зиску від здешевлення енергоносіїв, тим більше, що ціна газу, вугілля та ядерного палива на світових ринках коливається не так суттєво і не завжди у бік зниження. В Україні ж девальвація національної валюти та апетити бізнесу швидко зводять нанівець всякі позитивні для економіки коливання світових цін. Виходячи зі сказаного вище, питання підвищення ефективності теплопостачання в Україні за останній час не тільки не втрачає своєї актуальності, але вона навіть далі збільшується.

## 7.2. Розробка методичних рекомендацій по вибору оптимальних систем теплопостачання

Аналіз змісту підрозділів 2.2, 2.3, 6.2 дозволяє запропонувати такі рекомендації по вибору оптимальних систем теплопостачання:

1. Використання удосконаленої економіко-математичної моделі стабілізації існуючих тарифів на теплову енергію (2.36) – (2.37) на основі оптимізації використання паливних ресурсів у практиці господарювання ПАТ «Київенерго», завдяки впровадженню якої прибуток від реалізації рекомендованих обсягів теплової енергії для населення та для комерційних споживачів збільшиться на 17% (з 1780,37 до 2089,26 грн.). При цьому рекомендовані обсяги теплової енергії для населення і комерційних споживачів будуть дорівнювати 1,15 і 1,93 Гкал відповідно, тобто для підвищення прибутку потрібно зменшити обсяги теплової енергії для населення та збільшити її для комерційних споживачів. Аналіз чутливості моделі показав, що для збільшення прибутку від реалізації рекомендованих нормативних обсягів теплової енергії ПАТ «Київенерго» потрібно збільшити загальну середню вартість електричної енергії на 138 грн, оскільки збільшення запасів природного газу та електричної енергії практично не впливає на прибуток.

2. Застосування розробленої економіко-математичної моделі оптимізації витрат на надання послуг з централізованого постачання гарячої води для населення м. Харкова з метою отримання максимального прибутку (2.38) –

(2.39) у практиці господарювання КП “Харківські теплові мережі”, що дозволяє: а) визначити оптимальну річну кількість кубометрів гарячої води, необхідну для отримання максимального валового прибутку за умови підключення рушничко-сушильників до систем ГВП ( $1107903556,41 \text{ м}^3/\text{рік}$ ), а також за їх відсутності ( $53687091,20 \text{ м}^3/\text{рік}$ ); б) отримати максимальний річний валовий дохід від реалізації послуг централізованого гарячого водопостачання за умови підключення рушничко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності ( $30028777437 \text{ грн.}$ ); в) оптимізувати річні витрати, необхідні для виробництва та постачання послуг щодо підігріву води ( $24297157343 \text{ грн.}$ ); г) розрахувати очікувану суму річного валового прибутку ( $5731620,1 \text{ тис. грн.}$ ).

3. Використання розробленої економіко-математичної моделі розподілу енергоспоживання в нічний період для домоволодіння (6.1) – (6.4) для комбінованого електротеплопостачання великих міст, яка дозволяє оцінити обсяги електроспоживання, що можуть бути перенесені з годин вечірнього піку на години нічного провалу у навантаженні ОЕС України. При цьому буде вирішено питання зниження навантаження на систему в години пік та підняття нічного провалу.

Проте, при прийнятті рішення про вибір будь-якої системи теплопостачання обов’язково треба оцінювати рівень втрат. Поняття оптимальності, як найбільш вдалого, зручного, найкращого з усіх можливих варіантів [130], у галузі теплопостачання дуже ємне, адже існує значна кількість критеріїв вибору альтернатив з одного боку, а також велика кількість суб’єктів, співставна з чисельністю населення країни, що приймає рішення відносно способів опалення власного житла чи комерційних приміщень – з іншого. Крім того, враховуючи нестабільність світових цін на енергоносії різних типів, велику роль держави, муніципальної влади у ціноутворенні на енергетичному ринку, кризові тенденції сучасності, розрахунки можливі лише за нетривалий період, хоча вибір оптимальної системи теплопостачання має стратегічний характер.

Більшість дослідників виділяє два основні види систем теплопостачання: централізоване та децентралізоване [131-133]. Такі автори як Мартиняк М.А., Мисак Й.С. [134], Маліновський А.А., Турковський В.Г., Музичак А.З. [131], Маляренко В.А. [132] вважають більш ефективною і перспективною саме централізовану систему теплопостачання, що зарекоменду-

вала себе у багатьох європейських країнах як надійний і безпечний спосіб опалення житлових та комерційних приміщень.

Децентралізована система теплопостачання в свою чергу розподіляється на місцеве, де декілька або один багатоквартирний будинок опалюється за допомогою дахових, вбудованих чи прибудованих котелень, та індивідуальне, в тому числі автономне поквартирне опалення. Останній вид використовується переважно у приватних будинках, сільській місцевості, де побудова теплових мереж є вкрай неефективною, тому основною задачею, яку перед собою ставлять більшість дослідників в сфері виробництва теплової енергії – це вибір між централізованою та децентралізованою (місцевою) системами теплопостачання [134-137].

Експлуатація кожної з них має свої недоліки, які призводять до енергетичних, екологічних, економічних та соціальних втрат в різних елементах ланцюга «виробництво – споживання теплової енергії» (табл. 7.1).

Виходячи з аналізу ряду публікацій, можна зробити висновок, що експлуатаційні втрати при використанні централізованої системи теплопостачання переважно є енергетичними та економічними, а в разі використання децентралізованої системи більш відчутними є екологічні та соціальні втрати [137-140]. Але наразі питання соціальних втрат, що вимірюється не лише вартісними показниками, а, на жаль, часто характеризується людськими жертвами, пов'язаними з неналежним поводженням з опалювальними приладами (табл. 7.2), є мало дослідженими.

Дані табл. 7.2 свідчать про те, що незважаючи на падіння продовж останніх років рівня використання паливно-енергетичних ресурсів на виробничо-експлуатаційні та комунально-побутові потреби кількість пожеж через порушення правил монтажу та експлуатації приладів опалення та теплогенеруючих установок значно зростає.

Отже, вибір оптимальної системи теплопостачання має здійснюватися з урахуванням не лише економічної доцільності, але і екологічності й соціальної безпеки. Зважаючи на те, що рішення стосовно способів опалення житла приймають споживачі, то саме вони мають бути експертами, які визначатимуть пріоритетність систем теплопостачання. Їх можна поділити на дві основні категорії: приватні особи та організації, зокрема забудовники й комерційні підприємства.

Перша категорія споживачів загалом віддає перевагу більш економічно вигідному варіанту, здебільшого нехтуючи питаннями екологічності та соціальної безпеки. Комерційні підприємства й забудовники ж постають перед дилемою: з одного боку виникає складність та тривала процедура приєднання до мереж централізованого теплопостачання, з іншого – необхідність брати на себе відповідальність у разі будівництва власних теплогенеруючих потужностей за їх належне функціонування і розвиток.

Таблиця 7.1 – Недоліки та експлуатаційні втрати у різних системах тепlopостачання

Вид системи тепло- постачання	Централізована			Децентралізована
Втрати	об'єкти генерації теп- лової енергії	об'єкти передачі і розподілу теплової енергії споживачам	споживачі	
1	2	3	4	5
енергетичні	втрати через високу енергоємність у порівнянні з іншими країнами світу	втрати теплової енергії при її транспортуванні до споживача через незадовільний технічний стан теплових мереж	втрати через порушення норм температурного та гідравлічного режимів, застарілий житловий фонд	втрати, пов'язані з вибором устаткування, що генерує теплову енергію та передає її до споживача
екологічні	втрати через викиди забруднюючих речовин (продуктів згоряння різних видів палива)	втрати через низький рівень теплоізоляції труб, підвищення середньорічної температури повітря	втрати через функціонування застарілих комунікацій, підтоплення підвалів житлових будинків	втрати через викиди шкідливих речовин, які мають не достатній рівень очистки та максимально наближені до житла

Продовження таблиці 7.1

1	2	3	4	5
економічні	втрати через недосконалість тарифної політики, неможливість врахування в процесі ціноутворення світових тенденцій та більшості процесів, що відбуваються в середині країни	втрати, пов'язані з аваріями та ремонтними роботами теплових мереж, перерозподіл тиску у зв'язку зі змінами складу житлового фонду (вибуття чи введення в експлуатацію будинків)	втрати через асиметричність ринку теплопостачання, низький рівень забезпечення приладами обліку і регулювання, значну кількість бюрократичних процедур при підключенні й використанні тепломереж	транзакційні втрати, пов'язані з необхідністю пошуку інформації та укладанням угод про надання теплової енергії, інтелектуальні та інноваційні втрати через складність навчання персоналу та обмеженість фінансування
соціальні	втрати через аварії на котельнях та ТЕЦ, що призводять до припинення опалення значної чисельності споживачів	втрати через високий ступінь аварійності теплових мереж, виникнення провалів у місцях витоку гарячої води	втрати через пошкодження радіаторів, неналежний догляд за ними з боку споживачів	втрати через аварії на місцевих котельнях що призводять до припинення опалення споживачів одного чи декількох багатоквартирних будинків

Таблиця 7.2 – Соціальні втрати, пов’язані з неналежним поводженням з опалювальними приладами

Рік	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Використання паливно-енергетичних ресурсів на виробничо-експлуатаційні та комунально-побутові потреби, млн. т умовного палива	17,04	17,14	14,32	14,96	15,71	14,78
Кількість пожеж через порушення правил монтажу та експлуатації приладів опалення та теплогенеруючих установок	3666	3733	3950	4180	4525	5526
Темп зростання показника використання паливно-енергетичних ресурсів на виробничо-експлуатаційні та комунально-побутові потреби		100,57	83,56	104,46	105,01	94,10
Темп зростання кількості пожеж через порушення правил монтажу та експлуатації приладів опалення та теплогенеруючих установок		101,83	105,81	105,82	108,25	122,12

У разі використання внутрішніх можливостей генерації тепла, зростають операційні затрати підприємства, всіх структурних елементів, які відповідають за опалення, а також збільшується кількість ринкових трансакцій з купівлі та встановлення теплогенеруючого обладнання, а, отже, виникають трансакційні витрати та втрати. Крім того замкнуті підприємства (інсорсингові) переповнені великою кількістю бізнес-процесів, які приймають форму елементів організаційної структури зі значною кількістю зв’язків та роздутим штатом працівників, що у більшості випадків призводить до втрати конкурентоспроможності кінцевого продукту.

На сьогодні існує ряд сучасних технологічних прийомів, покликаних



вирішити вищезгадані проблеми, об'єднаних під назвою аутсорсинг (виробничий чи управлінський). Це цілеспрямоване виділення деяких бізнес-процесів (чи навіть систем) та делегування їх реалізації другим виконавцям. При цьому за межі підприємства виводиться не конкретний персонал, а певна функція, тобто фірма-замовник звертається до послуг співробітників іншої компанії [141].

В наслідок використання аутсорсингу операційні витрати підприємств знижуються, відбувається концентрація управлінського апарату на головних цілях. Також відбувається зміщення центрів відповідальності, а, отже, і організаційна структура втрачає деякі елементи і зв'язки. Водночас виникають значні ризики, пов'язані з втратою контролю над використанням ресурсів підприємства

Інакше кажучи, якщо ж підприємство звертається до отримання послуг існуючого житлово-комунального господарства регіону, це є аутсорсинг. В результаті його використання операційні затрати скорочуються, втім зростають затрати на отримання дозволів на використання зовнішньої теплової енергії, що в умовах значної асиметричності монопольного енергетичного ринку теж призводить до появи значних трансакційних втрат. Таким чином, комерційні структури мають здійснювати вибір між власним виробництвом тепла чи одержанням його із зовнішніх джерел через пошук оптимального рівня експлуатаційних та трансакційних втрат.

Більшість втрат є результатом неврахування ризиків, пов'язаних з вибором інвестиційного проекту теплопостачання (табл. 7.3).

Таблиця 7.3 – Ризики, пов’язані з вибором інвестиційного проекту тепlopостачання

Групи ризиків	Ризики реалізації власного проекту з тепlopостачання	Ризики використання централізованої системи тепlopостачання
макроекономічні	ризики, пов’язані з нестабільністю законодавства та соціально-економічної ситуації в країні, розвитком науки і техніки	
мікроекономічні	<p>ризик недобросовісної поведінки ринкових контрагентів та державних структур;</p> <p>ризики, пов’язані з пошуком інформації про існуюче на ринку теплогенеруюче обладнання та про необхідні для розробки інвестиційного проекту ресурси, оцінкою їх якості, встановленням ціни, з повним або частковим невиконанням постачальниками ресурсів своїх обов’язків (трансакційні ризики)</p>	
адміністративні ризики	ризик вибору між придбанням послуг з тепlopостачання чи розробкою власного інвестиційного проекту	
	<p>ризик неправильного вибору необхідного обладнання;</p> <p>ризики, пов’язані з повною або частковою відсутністю необхідних для купівлі фінансових ресурсів</p>	<p>ризики, пов’язані з повною або частковою відсутністю необхідних для реалізації матеріальних, фінансових, трудових та інформаційних ресурсів</p>
оперативні ризики	<p>невідповідність нової технології внутрішнім технічним можливостям підприємства;</p> <p>неспроможність працівників освоювати нове обладнання;</p> <p>ризик недотримання строків реалізації проекту</p>	<p>невідповідність технічного стану житлового чи комерційного приміщення технологічним вимогам;</p> <p>невідповідність тарифів собівартості виробництва теплової енергії;</p> <p>ризик недотримання строків підключення до теплових мереж</p>
фінансові	<p>ризик виникнення непередбачуваних витрат і зниження доходів через зростання собівартості послуг;</p> <p>ризик неплатоспроможності підприємства</p>	
результативні	ризик, пов’язаний із недотриманням температурного режиму	ризик недосягнення запланованого рівня витрат
надзвичайні ризики	<p>ризик нанесення збитків третім особам;</p> <p>ризик виникнення непередбачуваних витрат і зниження доходів</p>	

За умови експертної оцінки зазначених ризиків, що призводять до не-виправданих затрат, тобто експлуатаційних та трансакційних втрат, вибір оптимальної системи теплопостачання здійснюється через мінімізацію їх рівня, що запишеться у вигляді наступної цільової функції:

$$Z = \sum_{i=1}^{n_1} c_{1i} x_{1i} + \sum_{j=1}^{n_2} c_{2j} x_{2j} \rightarrow \min \quad (7.1)$$

де  $c_{1i}$  - коефіцієнти ризику експлуатаційних втрат  $i$ -го типу;

$c_{2j}$  - коефіцієнти ризику трансакційних втрат  $j$ -го типу;

$x_{1i}$  - рівень експлуатаційних втрат  $i$ -го типу;

$x_{2j}$  - рівень трансакційних втрат  $j$ -го типу

$n_1$  - кількість типів експлуатаційних втрат;

$n_2$  - кількість типів трансакційних втрат.

В подальшому вираз (7.1) має доповнитися системою обмежень.

Разом із необхідністю пошуку оптимального співвідношення експлуатаційних та трансакційних ризиків, не менш важливим завданням підприємницьких структур є їх виявлення, оцінка та зменшення або ж повне усунення. Експлуатаційні ризики, які виникають при виробництві тепла всередині підприємства, можна зменшити або навіть усунути шляхом, по-перше, побудови відповідної інфраструктури, яка інтегруватиме всі види діяльності, пов'язані з виробництвом теплової енергії, у єдину систему, здатну забезпечувати прийняття рішень на різних рівнях необхідними ресурсами, а, по-друге, через підвищення рівня компетентності та відповідальності персоналу за умови його належної мотивації. Звідси витікає потреба найвищого керівництва суб'єктів господарювання у завбачливому ставленні до питань виявлення усіх можливих ризиків на різних стадіях розвитку. Причому ризики, пов'язані з формулюванням принципів та цінностей діяльності, його місії, стратегічного бачення, за умови їх правильної постановки на етапі створення підприємства, протягом тривалого часу можуть не виникати, але зі зміною парадигми, появою економічного світогляду постіндустріальної епохи, можуть досягати рівня втрати майна підприємства, а згодом і банкрутства, через зниження конкурентоспроможності на ринку.

Крім формування оптимального портфеля експлуатаційних та трансакційних затрат за критерієм ризику, на всіх етапах процесу теплопостачання можливо зменшити невинновдані втрати за рахунок дії внутрішніх і зовніш-

ніх чинників.

Таким чином, на сьогодні склалася непроста ситуація, де застаріла та неефективна теплогенеруюча галузь у взаємодії з вкрай занедбаним житлово-комунальним господарством конкурує з децентралізованою системою теплопостачання, яка властива здебільшого новобудовам, в умовах значної ринкової асиметрії та розбалансованого, непрозорого процесу ціноутворення на енергетичні ресурси. Такий стан енергетичного ринку в частині генерації теплової енергії не сприяє екологічній та соціальній ефективності, хоча є значні досягнення у сфері енергозбереження та економічної ефективності при застосуванні децентралізованої системи теплопостачання. Отже, вибір між цими двома способами опалення повинен базуватися на зменшенні затрат за рахунок запобігання чи мінімізації експлуатаційних та трансакційних втрат, що на сьогодні є дуже значними та в деяких випадках їх рівні зростають.

### 7.3. Розробка методичних рекомендацій по реформуванню систем централізованого теплопостачання великих міст

Розглянемо існуючі підходи до реформування систем централізованого теплопостачання великих міст за кордоном і в Україні.

Аналіз організації централізованого теплопостачання у зарубіжних країнах в умовах реформування енергетики показав, що в процесі лібералізації ринку ці країни зіткнулися практично з тими ж проблемами, які зараз з'являються перед українською енергетикою. У цій ситуації була проведена низка заходів як з боку самих підприємств централізованого теплопостачання, так і з боку центральної та муніципальної влади, що дозволили забезпечити адаптацію підприємств централізованого теплопостачання до умов конкурентного ринку.

Зокрема, станції почали з *технологічних заходів*: перехід на заміну парових систем опалювання на системи з гарячою водою, зниження температури теплоносія в мережі, зниження тиску в мережі, установка лічильників теплової енергії у кінцевих споживачів, зниження втрат в теплових мережах.

Серед *організаційних заходів* можна виділити: скорочення персоналу, скорочення витрат за рахунок впровадження нової системи тарифів, стратегії різностороннього підприємства (система одного вікна, інтеграція електро-

тепло-газопостачання).

На рівні центральних властей були проведені такі *нормативно-правові заходи*:

- ухвалено Федеральний закон про когенерацію, що гарантує власникам ТЕС надбавку на ціну при постачанні в централізовані мережі енергії, виробленої за принципом когенерації (від 0,56 центів за кВт·год до 5,11 центів за кВт·год, залежно від року споруди, ступені модернізації і розміру установки, а також від технології, що використовується);
- звільнення від екологічного податку палива, що використовується для комбінованого вироблення електроенергії;
- звільнення від екологічного податку власного споживання електроенергії ТЕЦ;
- звільнення ТЕЦ від оплати концесіальних зборів.

Проведені організаційні, технологічні, нормативно-правові заходи дозволили забезпечити конкурентоздатну роботу ТЕЦ в період адаптації до умов ринку електроенергії, що лібералізувався.

В.А. Писарев для реформування централізованої системи теплопостачання м. Барнаула розробив методичні рекомендації по вдосконаленню управління системами централізованого теплопостачання в процесі адаптації до умов конкурентного ринку [99]. Пропонується проводити комплекс заходів за *трьома напрямками*:

1. *Удосконалення організації* – реалізується у створенні єдиної теплопостачаючої організації міста з наданням права доступу до мережі незалежних виробників теплової енергії та зміні принципів управління: від виробничо-орієнтованої до ринково-орієнтованої. Підприємство централізованого теплопостачання починає здійснювати функцію розвитку, для чого в його структурі формується окремий підрозділ, що не існував раніше. Право доступу до мережі незалежних виробників реалізується за допомогою організації єдиного підприємства централізованого теплопостачання у формі холдингу з доданням юридичної самостійності підрозділам, що здійснюють виробничі та управлінські функції. Також в рамках забезпечення формування конкурентного середовища запропоновано введення до складу ради директорів теплопостачаючої компанії представників регіональних і муніципальних властей для контролю вищого керівництва, а також передати управління режимами

(оперативне диспетчерське управління) незалежній організації, що створена на паритетних засадах органами влади, теплопостачаючими компаніями, крупними споживачами теплової енергії.

2. *Удосконалення управління фінансами* – припускає оптимізацію фінансування діяльності теплопостачаючої компанії шляхом встановлення двохставкових тарифів на теплову енергію.

3. *Удосконалення економіки* – припускає впровадження противитратного механізму при формуванні тарифів на теплоенергію, розробку і застосування економічно обґрунтованої методики розділення витрат при виробництві електричної та теплової енергії.

Н.М. Матвєєва, В.О. Єсіна пропонують такі *організаційно-економічні заходи* щодо підвищення ефективності функціонування галузі теплопостачання (на прикладі житлового фонду м. Харкова) [142]:

- розроблення економічної моделі державного регулювання на ринку комунальних послуг та системи її законодавчого забезпечення;
- розроблення нової державної політики, спрямованої на забезпечення належних умов проживання та якісного обслуговування громадян країни;
- створення умов для вирішення питань економічного стимулювання енергозбереження на підприємствах житлово-комунального господарства, у житлових та адміністративних будівлях.

Для вирішення даної проблеми політика держави, теплопостачальних організацій має бути спрямована на перехід від *виробничої моделі управління до моделі, орієнтованої на споживача*. Такий перехід дозволить споживачу отримувати якісні послуги, що, скоріше за все, збільшить його бажання підтримувати і оплачувати послуги централізованого теплопостачання. Крім цього, теплопостачальні підприємства централізованого теплопостачання матимуть можливість більш адекватно підтримувати рівновагу між попитом та пропозицією, скорочуючи при цьому витрати. Це дасть можливість проводити комплекс реформ в галузі теплоенергетики з метою економічного розвитку та енергетичної безпеки держави.

Підвищення надійності й економічності теплопостачання здійснюється на основі побудови *системи організаційно-економічного керування*, що охоплює *три основні групи факторів*:

- *організаційно-управлінські*, що включають характеристики ефектив-

ності організації виробничого процесу, своєчасності виконання виробничих операцій, точності визначення й реалізації режимів роботи основного й допоміжного технологічного встаткування;

- *технологічні*, що включають фактори й характеристики теплоенергетичного встаткування, стану інженерних систем, їхніх функціональних здатностей безупинно забезпечувати споживачів тепловою енергією в необхідному обсязі, а також рівень технологічної ефективності й економічності встаткування;

- *соціально-економічні фактори*, що включають показники витрат окремих видів матеріально-технічних ресурсів на теплопостачання, показники економічної ефективності, рентабельності окремих джерел і систем розподілу тепла. Ця група містить також фактори соціальної результативності теплопостачання, якості надаваних послуг і параметри державного соціального захисту населення в сфері житлово-комунального господарства.

В.А. Фурса, Т.М. Зубенко пропонують такий комплекс *технологічних заходів* для забезпечення ефективного та раціонального використання енергетичних ресурсів на підприємстві КП «Харківські теплові мережі» [143]:

- *запровадження когенераційних установок на Московській котельні*, що є однією з найпотужніших в Україні, і навіть у Європі, яка забезпечує теплом четверту частину населення Харкова. Нині котельня виробляє тільки теплову енергію, але після встановлення додаткового обладнання буде можливість на тій самій кількості газу отримувати ще й електричну енергію для власних потреб котельні. Після завершення реконструкції коефіцієнт корисного використання палива становитиме не менше 86 %;

- *технічна модернізація теплорозподільних станцій*. Результативним заходом теплозаощадження є запровадження частотнорегульованих приводів на насосах системи гарячого водопостачання на теплорозподільних станціях. Такі регулятори дозволяють змінювати потужність електродвигунів в залежності від підключеного навантаження, як протягом доби, коли змінюється водоспоживання, так і протягом року, коли влітку електродвигуни працюють тільки на вироблення гарячої води.

- *автоматизація системи теплопостачання*. На підприємстві успішно експлуатується програмно-технічний комплекс автоматизації і диспетчеризації (АСДК), який сприяє зростанню ефективності роботи централізованої

системи теплопостачання м. Харкова. Подальший розвиток АСДК сприятиме підвищенню ефективності роботи централізованої системи теплопостачання міста за рахунок:

- забезпечення економічних режимів роботи теплових джерел (раціональні температурні та гідравлічні режими);
- зниження аварійності теплових мереж;
- підвищення оперативності і керованості режимами теплових мереж.

У роботі [144] наведені такі *ключові рекомендації щодо реформування централізованого теплопостачання у країнах з перехідною економікою*:

- належна послідовність проведення реформ в теплоенергетиці;
- політика формування балансу попиту і пропозиції теплової енергії;
- ділова практика, орієнтована на споживачів теплової енергії;
- створення необхідних умов для реформування сектора централізованого теплопостачання;
- підвищення якості регулювання;
- добре розроблена конкуренція між видами опалювання;
- оптова конкуренція і тендери з найменшими витратами;
- прозорість дій;
- активне формування політики.

М.Ю. Нагуляк, В.В. Смірнов пропонують для підвищення надійності і якості теплопостачання споживачів такі *організаційно-економічні заходи* [145]:

- перехід на автономне поквартирне опалення (для індивідуальних користувачів). При забезпеченні централізованою системою теплопостачання потреба в локальних квартирних системах може виникнути або при значних витратах на приєднання до теплових мереж, або при високих тарифах;
- перехід до якісно нових методів регулювання тарифних відносин між виробником і споживачем теплоенергії при централізованій системі теплопостачання. Аналіз літератури показує, що на сучасному етапі розвитку системи централізованого теплопостачання доцільно приймати *багатоставкові тарифи*, що прийнятно тільки для тих споживачів (промислових підприємств або локальних користувачів), у яких є прилади обліку теплової енергії й гарячої води;
- введення тарифного регулювання ринку теплової енергії. Це дозво-



литель захистити права споживачів від необґрунтовано високих цін і буде стимулювати всіх учасників ринку теплової енергії до раціонального використання енергоресурсів.

Аналіз змісту розділів 5, 6 та існуючих закордонних і вітчизняних підходів дозволяє запропонувати такі рекомендації з реформування систем централізованого теплопостачання великих міст:

1. Розробка та проведення організаційних, технологічних, нормативно-правових заходів як на макрорівні – на рівні держави, теплоенергетичної галузі, так і на мікрорівні – на рівні міста, теплопостачаючої компанії, що дозволить забезпечити адаптацію підприємств централізованого теплопостачання до умов конкурентного ринку. При цьому на макрорівні можна використовувати досвід зарубіжних країн у реформуванні СЦТ, рекомендації, розроблені у роботі [144], щодо реформування централізованого теплопостачання для країн з перехідною економікою, а на мікрорівні - рекомендації, наведені в роботах Н.М. Матвеевої, В.О. Єсіної [142], В.А. Фурси, Т.М. Зубенка [143], що стосуються безпосередньо теплопостачання м. Харкова.

2. Удосконалення управління фінансами, перехід до якісно нових методів регулювання тарифних відносин між виробником і споживачем теплоенергії при централізованій системі теплопостачання. Аналіз результатів досліджень, проведених А. Гавріковою, показав, що система оплати на базі двоставкового тарифу є більш економічно обґрунтованою для усіх учасників ринку теплової енергії. При цьому тарифи повинні поступово підвищуватися для того, щоб постачальники послуг централізованого опалення і гарячого водопостачання могли відшкодовувати, як витрати операційної діяльності, так і інвестиційні витрати. Проте це необхідно робити паралельно з введенням системи індивідуалізації рахунків. Що стосується комбінованого теплопостачання, то доведено, що диференційований трьохставковий тариф є економічно найбільш привабливим для споживачів-регуляторів і найбільш стимулюючим для їх участі у закупівлі електроенергії на спеціалізованій біржі.

3. Широке застосування економіко-математичних моделей, розроблених у підрозділах 2.2, 2.3, 6.2, у практиці функціонування теплоенергетичних компаній: ПАТ «Київенерго», КП «Харківські теплові мережі», – дозволить встановити оптимальні норми витрат енергетичних ресурсів, що у підсумку

призведе до отримання компаніями максимального прибутку від надання послуг з централізованого постачання. Це, в свою чергу, дозволить вибрати оптимальні системи теплопостачання у Києві, Харкові та інших містах України. Взагалі, дослідження властивостей реальної системи централізованого теплопостачання за допомогою економіко-математичної моделі зручніше, дешевше, забирає менш часу порівняно з фізичним моделюванням, яке використовується в техніці.

4. Введення нових СЦТ, заснованих на *комбінованому виробництві теплової і електричної енергії (когенерації або ЕТП)*. Завдяки цим системам (зокрема в промисловості), у всьому світі відбувається щорічне зниження викидів двоокису вуглецю при спалюванні палива на 3-4%. Для порівняння: Кіотський протокол встановлює середній показник зниження кількості щорічних викидів в промислово розвинених країнах у розмірі 5%. Введення нових СЦТ, заснованих на когенерації, а також підвищення ефективності існуючих систем можуть привести до ще значнішого зниження викидів двоокису вуглецю в глобальному масштабі [144].

5. Для роботи СЦТ можуть використовуватися різні види палива, включаючи скидну теплоту промислових підприємств, теплову енергію від сміттєспалювальних фабрик, геотермальну енергію і біомасу. Наприклад, у країнах Прибалтики багато систем централізованого теплопостачання використовують енергію біомаси. Взагалі СЦТ гнучкіші в експлуатації, оскільки вони можуть працювати на декількох видах палива, наприклад, на природному газі, мазуті і поновлюваних джерелах енергії. Тому потрібна негайна модернізація українських ТЕЦ, які спроектовані використовувати здебільшого коксуюче вугілля у якості енергоносія. Це є актуальним у зв'язку з військовим конфліктом на Донбасі, оскільки практично всі вугільні шахти, серед яких – 100% антрацитових, опинилися під контролем сепаратистів.

6. Політика держави та теплопостачальних організацій має бути спрямована на перехід від *виробничої моделі управління до моделі, орієнтованої на споживача*. Такий перехід дозволить споживачу отримувати якісні послуги, що, скоріше за все, збільшить його бажання підтримувати і оплачувати послуги централізованого теплопостачання. Крім цього, теплопостачальні підприємства централізованого теплопостачання матимуть можливість більш адекватно підтримувати рівновагу між попитом та пропозицією, скорочуючи

при цьому витрати. Це дасть можливість проводити комплекс реформ в галузі теплоенергетики з метою економічного розвитку та енергетичної безпеки держави.

7. Використання *атомних станцій теплопостачання (АТС)* як альтернативи ТЕЦ. Наприклад, у Росії існує типовий проект такої станції теплопостачання з реактором АТС-500, тобто тепловою потужністю 500 МВт [146]. За задумом розробників такий реактор повинен мати підвищену надійність за рахунок зниження параметрів теплоносія. Дійсно для теплопостачання потрібна температура води до 150 °С, що і дозволяє забезпечити роботу металу, устаткування при цих температурах з підвищеною надійністю. Існують проекти використання таких АТС біля Архангельська, Нижнього Новгорода та інших міст. *Основна перевага* полягає у відсутності шкідливих викидів, пов'язаних із спалюванням органічного палива. *До недоліків* слід віднести всі ті проблеми, які пов'язані з АЕС, це в першу чергу проблема зберігання і переробки відпрацьованого ядерного палива.

8. Активне використання *теплонасосних технологій* у теплопостачанні як альтернативи казанів. Теплонасосною називається установка, в якій низькопотенційна природна енергія або низькотемпературна енергія вторинних енергоресурсів перетворюється в енергію вищого температурного потенціалу, придатну для практичного використання [147]. Процеси перетворення енергії в теплонасосній установці (ТНУ) здійснюється з високою енергетичною ефективністю. ТНУ є екологічно чистими, зручними в експлуатації, універсальними по вигляду низькопотенційного джерела і рівню вироблюваної потужності, повністю автоматизованими і з тривалим терміном служби. Для широкого впровадження теплонасосних технологій в Україні потрібно вирівняти ціни на теплову і електричну енергію, розробити необхідну нормативно-законодавчу базу та інвестиційний клімат, а найголовніше повинна бути достатня підтримка державними та регіональними органами влади впровадження цієї інноваційної технології.

9. Впровадження енергоощадних заходів при виробництві і споживанні теплової енергії та впровадження нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) у теплоенергетиці. Технологічною основою цих заходів повинно стати:

- впровадження більш ефективних котлів (з більшим ККД), маловитратна модернізація котлів, у т.ч. для використання місцевих видів палива;
- застосування пальникових пристроїв, що забезпечують якісне спалювання газу та низький вихід оксидів азоту та діоксидів вуглецю;
- обладнання котелень ефективними утилізаторами теплоти відхідних димових газів;
- обладнання котелень газопоршневими та газотурбінними когенераційними установками;
- модернізація теплових мереж (заміна труб, утеплення новими видами матеріалів, проведення антикорозійних заходів);
- тепловий захист будівель сучасними теплоізоляційними матеріалами;
- обладнання індивідуальними лічильниками теплової енергії.

Найбільш перспективним для теплозабезпечення є використання таких видів НВДЕ, як: низькопотенціальна енергія довкілля (повітря, ґрунту, водоймищ) з використанням теплових насосів, біоенергетика (пряме спалювання відходів деревини, відходів сільського господарства і твердих побутових відходів та їх піроліз, використання біогазу, паливних брикетів, тощо), сонячна енергія та альтернативні джерела енергії, в першу чергу, скидний потенціал промислового виробництва та каналізаційних стоків.

## ВИСНОВКИ

У монографії вирішена крупна науково-економічна проблема, що полягає в розробці та вдосконаленні сучасних методів економічної оцінки при виробництві та транспортуванні теплової енергії, що дозволяють об'єктивно визначити відповідні інвестиційні та поточні витрати, економічну ефективність різних варіантів теплопостачання, та вибрати оптимальні варіанти.

Розроблені методика оцінки економічної ефективності заходів з теплопостачання на основі сучасних теоретичних підходів, методичні рекомендації по вибору оптимальної системи теплопостачання, формуванню тарифів при виробництві та транспортуванні теплової енергії, реформуванню систем централізованого теплопостачання великих міст, створені економіко-математичні моделі оптимізації витрат, разом з новими результатами і висновками, які наведені в роботі і отримані колективом авторів роботи, складають суттєвий науковий внесок в розвиток спеціальності 08.00.04 – економіка та управління підприємствами, і призначені для використання у практичній діяльності підприємств енергетичної галузі, промисловості та житлово-комунального господарства при економічній оцінці заходів з теплопостачання, виборі оптимальної системи теплопостачання, формуванні тарифів на виробництво та транспортування теплової енергії, реформуванні систем централізованого теплопостачання великих міст.

Найбільш важливі наукові та практичні результати роботи полягають в наступному.

1. Проведено аналіз основних систем теплопостачання в житлово-комунальному господарстві України та закордоном. Наведено класифікацію систем теплопостачання, їх переваги та недоліки. Розглянуто проблеми енерго- та ресурсоспоживання, запропоновано шляхи вирішення проблем енерго- та теплозаощадження в житлово-комунальному господарстві України. Досліджено вплив Кіотського протоколу на енергетичну галузь Туркменістану. Зазначено, що для здійснення продуктивних заходів і стратегій в області енергоефективності Туркменістану потрібно створити національний орган, який був би відповідальний за проведення державної політики в сфері ефективного використання енергетичних ресурсів й енергозаощадження. Було сформульовано його пріоритетні завдання на короткостроковий період, а саме: а) створення й функціонування єдиної системи нормування питомих витрат енергетичних ресурсів у різних сферах економіки; б) створення системи моніторингу споживання енергоносіїв, удосконалення системи обліку й контро-

лю за споживанням енергетичних ресурсів; в) розробка заходів щодо енерго-ефективності й здійснення моніторингу їхнього виконання; г) забезпечення частки ВДЕ в енергобалансі країни.

2. Проаналізовано оптимізаційні задачі в теплоенергетиці, для цього виділено характерні особливості задач оптимізації систем тепlopостачання, розглянуто економіко-математичні моделі задач лінійного, цілочислового, нелінійного, динамічного програмування, транспортних задач, задач про призначення і задач теорії ігор. Досліджено та виконано оцінку методів економічної оптимізації витрат у теплоенергетиці. Зазначено, що для розв'язання задач економічної оптимізації використовуються методи математичного програмування.

3. Розроблено методику оцінки економічної ефективності заходів із тепlopостачання на основі сучасних теоретичних підходів. Пропонується оцінювати річний економічний ефект від реалізації заходів з тепlopостачання як різницю приведених витрат відповідно до і після реалізації відповідних заходів. Розглянуто докладно складові приведених витрат, тобто капітальних вкладень і експлуатаційних витрат. Визначено, що для техніко-економічних розрахунків у області тепlopостачання достатньо для капіталовкладень враховувати витрати на теплові мережі, абонентські системи і теплову ізоляцію, а для експлуатаційних витрат – витрати на паливо, перекачування теплоносія, теплові втрати теплопроводів, відновлення основних фондів, капітальний і поточний ремонт.

4. Удосконалено економіко-математичну модель стабілізації існуючих тарифів на теплову енергію на основі оптимізації використання паливних ресурсів. Для цього проведено аналіз чутливості оптимального розв'язку до зміни вхідних параметрів моделі та досліджено їх вплив. Аналіз показав, що для збільшення прибутку від реалізації рекомендованих нормативних обсягів теплової енергії на 17 % (з 1780,37 до 2089,26 грн.) ПАТ «Київенерго» потрібно збільшити загальну середню вартість електричної енергії на 138 грн, оскільки збільшення запасів природного газу та електричної енергії практично не впливає на прибуток.

5. Розроблено економіко-математичну модель оптимізації витрат на надання послуг з централізованого постачання гарячої води для населення м. Харкова з метою отримання максимального прибутку, що дозволить КП «Харківські теплові мережі»: а) визначити оптимальну річну кількість кубометрів гарячої води, необхідну для отримання максимального валового прибутку за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП

(110790355,641 м<sup>3</sup>/рік), а також за їх відсутності (5368709,120 м<sup>3</sup>/рік); б) отримати максимальний річний валовий дохід від реалізації послуг централізованого гарячого водопостачання за умови підключення рушніко-сушильників до систем ГВП, а також за їх відсутності (3002877743,7 грн.); в) оптимізувати річні витрати, необхідні для виробництва та постачання послуг щодо підігріву води (2429715734,3 грн.); г) розрахувати очікувану суму річного валового прибутку (573162,01 тис. грн.). Проведені розрахунки дозволили запропонувати рекомендації щодо вибору оптимальних систем теплопостачання у м. Києві та м. Харкові. Конкретизовано види експлуатаційних витрат і ризики, пов'язанні з вибором системи централізованого або децентралізованого теплопостачання. Запропоновано цільову функцію виду (7.1) для вибору оптимальної системи теплопостачання.

6. Проведено аналіз методів ціноутворення при виробництві і транспортуванні теплової енергії. Розглянуто основні напрямки теплозаощадження у житлово-комунальному господарстві України, а саме: а) державний нагляд, регулювання та контроль; б) тарифна політика на прикладі м. Харкова. Досліджено закордонний досвід ціноутворення в теплопостачанні, зокрема тарифи на традиційні енергоресурси в розвинутих країнах світу. Розроблено методичні рекомендації по формуванню тарифів при виробництві та транспортуванні теплової енергії.

3. Розроблено методичні рекомендації по впровадженню електро-теплопостачання шляхом перетворення побутового споживача в споживача-регулятора та бізнес-партнера енергетики. Визначено, що для забезпечення повного завантаження одного додаткового енергоблоку АЕС необхідно щонайменше в 5,5 разів збільшити кількість споживачів, згодних брати участь у регулюванні режимів електроспоживання. Показано, що диференційований трьохставковий тариф є економічно найбільш привабливим для споживачів-регуляторів і найбільш стимулюючим для їх участі у закупівлі електроенергії на спеціалізованій біржі. Економічний ефект від збільшення частки побутових споживачів-регуляторів в масштабі ОЕС України, а також з врахуванням підвищення коефіцієнту використання встановленої потужності АЕС, становить від 0,3% до 1 % витрат на закупівлю органічного палива у масштабах ОЕС України.

4. Розроблено економіко-математичну модель розподілу енергоспоживання в нічний період для домоволодіння, яка дозволяє оцінити обсяги електроспоживання, які можуть бути перенесені з годин вечірнього піку на години нічного провалу у навантаженні ОЕС України. Виконано інтервальні

оцінки витрат споживачів на технічну підготовку до участі у біржовій торгівлі, які покладено в основу оптимістичного та песимістичного сценаріїв щодо темпів їх окупності.

5. Для залучення до участі у регулюванні навантаження в ОЕС України широких верств побутових споживачів запропоновано алгоритм налаштування цінових параметрів в багатозонному тарифі, який дозволить енергопостачальним компаніям протягом початкового етапу здійснювати перехресне субсидіювання споживачів-регуляторів з низьким рівнем енергооснащеності за рахунок додаткового доходу, отриманого за рахунок збільшення вартості електроенергії, яку купуватимуть споживачі, домогосподарства яких добре оснащені потужними електроприймачами. Після завершення перехідної фази у формуванні цільової групи побутових споживачів-регуляторів, коли вони будуть здатні колективними зусиллями забезпечувати приріст навантаження в нічні години доби у 1000 МВт в масштабах ОЕС України, перехресне субсидіювання буде ліквідовано, і споживачі будуть поставлені в однакові умови.

6. Розроблено методичні рекомендації по вибору оптимальних систем теплопостачання, а саме використання: а) удосконаленої економіко-математичної моделі стабілізації існуючих тарифів на теплову енергію (2.36) – (2.37) на основі оптимізації використання паливних ресурсів у практиці господарювання ПАТ «Київенерго», завдяки впровадженню якої прибуток від реалізації рекомендованих обсягів теплової енергії для населення та для комерційних споживачів збільшиться на 17%; б) розробленої економіко-математичної моделі оптимізації витрат на надання послуг з централізованого постачання гарячої води для населення м. Харкова з метою отримання максимального прибутку (2.38) – (2.39) у практиці господарювання КП «Харківські теплові мережі»; в) розробленої економіко-математичної моделі розподілу енергоспоживання в нічний період для домоволодіння (6.1) – (6.4) для комбінованого електротеплопостачання великих міст, яка дозволяє оцінити обсяги електроспоживання, які можуть бути перенесені з годин вечірнього піку на години нічного провалу у навантаженні ОЕС України.

7. Розроблено методичні рекомендації по реформування систем централізованого теплопостачання великих міст. Вони містять такі положення: 1) розробка та проведення організаційних, технологічних, нормативно-правових заходів як на макрорівні – на рівні держави, теплоенергетичної галузі, так і на мікрорівні – на рівні міста, теплопостачаючої компанії, що дозволить забезпечити адаптацію підприємств централізованого теплопостачання до умов



конкурентного ринку; 2) удосконалення управління фінансами, перехід до якісно нових методів регулювання тарифних відносин між виробником і споживачем теплоенергії при централізованій системі тепlopостачання; 3) широке застосування економіко-математичних моделей, розроблених у підрозділах 2.2, 2.3, 6.2, у практиці функціонування теплоенергетичних компаній: ПАТ «Київенерго», КП «Харківські теплові мережі», – дозволить встановити оптимальні норми витрат енергетичних ресурсів, що у підсумку призведе до отримання компаніями максимального прибутку від надання послуг з централізованого постачання; 4) введення нових СЦТ, заснованих на комбінованому виробництві теплової і електричної енергії (когенерації або ЕТП); 5) для роботи СЦТ можуть використовуватися різні види палива, включаючи скидну теплоту промислових підприємств, теплову енергію від сміттєспалювальних фабрик, геотермальну енергію і біомасу, тому потрібна негайна модернізація українських ТЕЦ, які спроектовані використовувати здебільшого коксуюче вугілля у якості енергоносія; 6) політика держави та тепlopостачальних організацій має бути спрямована на перехід від виробничої моделі управління до моделі, орієнтованої на споживача; 7) використання атомних станцій тепlopостачання як альтернативи ТЕЦ; 8) активне використання теплонасосних технологій у тепlopостачанні як альтернативи казанів; 9) впровадження енергоощадних заходів при виробництві і споживанні теплової енергії та впровадження нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії у теплоенергетиці.

8. Практичну цінність роботи підтверджено актом про впровадження результатів наукового дослідження в учбовий процес НТУ «ХПІ» при підготовці студентів зі спеціальностей: 6.03060101 «Менеджмент організацій», 6.03060102 «Менеджмент зовнішньоекономічної діяльності», 6.03050801 «Фінанси», 6.03050802 «Оподаткування» при вивченні курсів: «Економіка підприємства», «Управління ресурсами та витратами», «Математичне моделювання в економіці та менеджменті», «Економіка і організація інноваційної діяльності», при проведенні практичних та лабораторних робіт з курсу «Математичне моделювання в економіці та менеджменті». Також результати роботи впроваджено в практику господарювання ХОКП «Дирекція розвитку інфраструктури території» і ТОВ «Світло. Тех» при розробці відповідних заходів з тепlopостачання, що підтверджується відповідними актами впровадження.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
2. Білоцерківський О.Б. Використання економіко-математичного моделювання для оптимізації систем теплопостачання // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Соціально-економічний розвиток країн: досвід та перспективи», 30-31 травня 2014 р. Львів: у 3 ч. – Ч. 2. – Львів: ЛЕФ, 2014. – С. 82-85.
3. Єнін П.М., Швачко Н.А. Теплопостачання (частина I “Теплові мережі та споруди”). Навчальний посібник. – К.: Кондор, 2007. – 244 с.
4. Білоцерківський О.Б. Аналіз економіко-математичних моделей оптимізаційних задач у теплоенергетиці та їх удосконалення // Кримський економічний вісник. – Крим: ТОВ «Видавничий дім «Гельветика». – 2014. - №3 (10) червень 2014. – С. 6-9.
5. Кукушкин В.И. Малая энергетика: состояние и перспективы развития / В.И. Кукушкин, А.С. Левенко. – Д.: АРТ-ПРЕСС, 2005. – 100 с.
6. Малярєнко В.А., Лисак Л.В. Энергетика, довкілля, енергозбереження: Монографія / Під ред. проф. В.А. Малярєнка. – Х.: Рубікон, 2004. – 368 с.
7. Білоцерківський О.Б., Другова О.С. Проблеми енергозбереження та шляхи їх вирішення в малій енергетиці України // Матеріали V Міжвузівської науково-практичної конференції студентів, молодих вчених та спеціалістів (Кривий Ріг, 20 травня 2011 р.). – Вип.5. – Кривий Ріг: Діоніс, 2011. – С. 39-40.
8. Малярєнко В.А. Енергозбереження – пріоритетний напрямок розвитку та вдосконалення комунальної енергетики // Наука і техніка. - № 11(127), 2007. – С. 14-18.
9. Ключі до успішного енергозбереження. Почни з себе! / А.Г. Шапар, М.А. Ємець, П.І. Копач та ін.: монографія. – Д.: Моноліт, 2008. – 196 с.
10. Еремкин А.И. Экономическая эффективность энергосбережения в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха: учеб. пособие / А.И. Еремкин, Т.И. Королева, Г.В. Данилин и др. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2008. – 184 с.
11. ДСТУ 2155-93. Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню. - Введ.: 01.01.95.- К.: Держстандарт України, 1994 - 20 с.
12. Резолюция ООН «О защите глобального климата в интересах нынешнего и будущих поколений человечества» 1988г. Нью-Йорк.

13. МГЭИК, 2001 (IPCC): Изменения климата. Оценочный доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC) 2001г. Нью-Йорк.
14. Киотский Протокол к Рамочной Конвенции Организации Объединённых Наций, 1998 Нью-Йорк с.4-17.
15. Экспериментальный углеродный фонд – PCF, 2002 г.
16. Потребление энергии в новом тысячелетии: Тенденции в странах - членах МЭА, ОЭСР/МЭА, Париж.
17. Білоцерківський О.Б. Економіко-математичне моделювання: текст лекцій / О.Б. Білоцерківський, Н.В. Ширяєва, О.О. Замула. – Х.: НТУ «ХП», 2010. – 108 с.
18. Удосконалення економічної оцінки енергозаощадження: монографія / за заг. ред. О.М. Гаврися. – Х.: «Цифрова типографія №1», 2012. – 175 с.
19. Інформаційні складові сучасних підходів до управління економікою: міжнародна колективна типографія / Під заг. ред. Л.М. Савчук. – Донецьк: Ландон-XXI, 2013. – 414 с.
20. Костин В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: учеб. пособие. – СПб.: СЗТУ, 2003. – 120 с.
21. Исследование операций в экономике: учеб. Пособие для вузов / Н.Ш. Кремер, Б.А. Путко, И.М. Тришин, М.Н. Фридман; под ред. проф. Н.Ш. Кремера. – М.: ЮНИТИ, 2006. – 407 с.
22. Білоцерківський О.Б. Використання економіко-математичного моделювання для оптимізації систем теплопостачання // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Соціально-економічний розвиток країн: досвід та перспективи», 30-31 травня 2014 р. Львів: у 3 ч. – Ч. 2. – Львів: ЛЕФ, 2014. – С. 82-85.
23. Білоцерківський О.Б. Особливості економіко-математичного моделювання систем теплопостачання // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Ефективне управління економікою: процеси, явища, ризики», 13-14 червня 2014 р. // ЧДТУ. Черкаси: Видавничий дім «Гельветика», 2014. – С. 237-239.
24. Білоцерківський О.Б. Аналіз економіко-математичних моделей оптимізаційних задач у теплоенергетиці та їх удосконалення // Кримський економічний вісник. – Крим: ТОВ «Видавничий дім «Гельветика». – 2014. - №3 (10) червень 2014. – С. 6-9.

25. Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения / Под ред. Е.Я. Соколова. – М.: Энергия, 1978. – 264 с.
26. Юфа А.И., Носулько Д.Р. Комплексная оптимизация теплоснабжения. – К.: Техника, 1988. – 135 с.
27. Ширакс З.Э. Теплоснабжение: пер. с латыш. – М.: Энергия, 1979. – 256 с.
28. Козин В.Е. Теплоснабжение: учебник для студентов вузов / В.Е. Козин, Т.А. Левина, А.П. Марков, И.Б. Пронина, В.А. Слемзин. – М.: Высш. школа, 1980. – 408 с.
29. Ионин А.А. Теплоснабжение: учебник для вузов / А.А. Ионин, Б.М. Хлыбов, В.Н. Братенков, Е.Н. Терлецкая; Под ред. А.А. Ионина. – М.: Стройиздат, 1982. – 336 с.
30. Боровік О.В. Дослідження операцій в економіці : навч. посіб. / О.В. Боровік, Л.В. Боровік. – К. : Центр навчальної літератури, 2007. – 424 с.
31. Кожемякин Д.П. Стратегические варианты развития городской системы теплоснабжения // Вестник НГУ. Серия: социально-экономические науки. 2008. Том 8, выпуск 2. – С. 130-139.
32. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1978. – 416 с.
33. Милосердов В.О. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики. Навч. посіб. / В.О. Милосердов, Л.Б. Терешкевич. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 122 с.
34. Білоцерківський О.Б. Методичні вказівки до лабораторних робіт з курсу „Економіко-математичне моделювання” для студентів спеціальностей 6.03060101 "Менеджмент організацій" та 6.03060102 "Менеджмент зовнішньо-економічної діяльності". – Х.: НТУ «ХПІ», 2012. – 40 с.
35. Білоцерківський О.Б. Аналіз чутливості економіко-математичної моделі стабілізації існуючих тарифів на теплову енергію // Збірник тез доповідей I Всеукраїнської студентської конференції «Актуальні напрямки розвитку національної економіки та господарського законодавства України», 18 квітня 2013 року. – Х.: «Бета», 2013. – С. 6-8.
36. Білоцерківський О.Б., Шведун В.О. Аналіз чутливості лінійної моделі оптимізації витрат на теплову енергію // Тези доповідей XXI Міжнар. наук.-практ. конф. „Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я”, 29-31 травня 2013 р. Харків: у 4 ч. – Ч. IV. – Х.: НТУ „ХПІ”, 2013. – С. 93.

37. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України від 14.12.2010 р. № 1757.

38. Рішення Харківського міськвиконкому Харківської міської ради від 09.02.2011 р. № 63.

39. Причини підвищення тарифів для населення / Информационно-аналитический портал «Харьковские Известия» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://izvestia.kharkov.ua/officially/1164163.print> / дата 22.07.2014. Назва з екрану.

40. Закон України “Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення розрахунків за енергоносії” від 10.04.2014 р. № 1198-VII.

41. Закон України “Про державне регулювання в сфері комунальних послуг” від 09.07.2010 р. № 2479-VI.

42. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сфері комунальних послуг “Про встановлення тарифів на послуги з централізованого опалення та послуги з централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню суб’єктами господарювання, які є виконавцями цих послуг” від 06.06.2014 р. № 650.

43. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сфері комунальних послуг “Про встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання для потреб населення КП “Харківські теплові мережі” від 23.04.2014 р. № 464.

44. Тарифи на теплову енергію для населення / Офіційний сайт КП “Харківські теплові мережі” [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.hts.kharkov.ua/KPHTS\\_v2\\_public\\_info\\_tarify.php#start](http://www.hts.kharkov.ua/KPHTS_v2_public_info_tarify.php#start) / дата 21.07.2014. Назва з екрану.

45. Себестоимость тепловой энергии, произведенной на собственных ТЭЦ / Офіційний сайт ПАТ “Київенерго” [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://kyivenergo.ua/ru/tehome/sobivartist\\_teplovoi\\_energii\\_viroblenoi\\_na\\_vlasnih\\_tets](http://kyivenergo.ua/ru/tehome/sobivartist_teplovoi_energii_viroblenoi_na_vlasnih_tets) / дата 22.07.2014. Назва з екрану.

46. Борисов А.Б. Большой экономический словарь. – М.: Книжный мир, 2003. – 895 с.

47. Математичне моделювання та оптимізація систем електроспоживання у сільському господарстві: Навч. посібник / Г.Б. Іноземцев, В.В. Козирський; За ред. Г.Б. Іноземцева. – К.: Видавничий центр НУБіП України, 2010 – 140 с.

48. Schipper L., Unander F., Murtishaw S. and M. Ting. Indicators of Energy Use and Carbon Emissions: Explaining the Energy Economy Link // Annual Review of Energy and the Environment. – 2001 (26). – pp. 49-81.
49. Patterson M. G. An accounting framework for decomposing the energy-to-GDP ratio into its structural components of change // Energy // Volume 18, Issue 7, July 1993. – pp. 741-761.
50. Ang B.W. and S.Y. Lee: Decomposition of industrial energy consumption: some methodological and application issues // Energy Economics. – 1994 (16). – pp. 83–92.
51. Ang, B.W. and K.H. Choi: Decomposition of aggregate energy and gas emission intensities for industry: a refined Divisia index method // The Energy Journal. – 18(3) 1997. – pp. 59-73.
52. International Energy Agency (IEA): Energy Use in the New Millennium: Trends in IEA Countries, Authors: Taylor P., Cazzola P., Francoeur M., Lavagne d'Ortigue, Sturc M., Tam C. and Taylor M. –Paris: IEA. – 2007. – 168 p.
53. Farla, J.C.M., Blok, K.: The use of physical indicators for the monitoring of energy intensity developments in the Netherlands, 1980–1995 // Energy. – (25), 2000. – pp. 609–638.
54. International Energy Agency (IEA): Indicators of Energy Use and Energy Efficiency. Understanding the Link Between Energy And Human Activity / Author: Schipper L. – OECD. – 2007. – 295 p.
55. NRCAN. Energy Efficiency Trends in Canada. Ottawa: Natural Resources Canada's Office of Energy Efficiency. 2006. – 48 p.
56. Energy Efficiency Indicators Methodology Booklet. De la Rue du Can, Stephane, Jayant A. Sathaye, Lynn K. Price, and Michael A. McNeil / Berkeley: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. – 2010. – 70 p.
57. Bosseboeuf D., B. Chateau and B. Lapillonne: Cross-country comparison on energy efficiency indicators: the on-going European effort towards a common Methodology // Energy Policy. – Vol. 25, Nos. 7-9. –1997. – pp. 673-682.
58. Ang, B.W. and N. Liu: Energy Decomposition Analysis: IEA model versus other methods // Energy Policy. – Volume 35, Issue 3. – March 2007. – pp.1426-1432.
59. Nanduri, M., Nyboer, J., Jaccard, M. Aggregating physical intensity indicators: results of applying the composite indicator approach to the Canadian industrial sector // Energy Policy 2002 (30). – pp. 151–163.

60. Методика (основные положения) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений. – М.: Экономика, 1977 г. – 52 с.

61. Инструкция по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в электротехнической промышленности. – М.: Информ электо, 1978 г. – 65 с.

62. Инструкция по определению экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений, разрабатываемых в энергомашиностроении. – Л.: НПО ЦКТИ, 1982 г. – 103 с.

63. Комплексная оценка эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса. Методические рекомендации. – М.: информэлектро, 1989-118с.

64. Порядок-98 Положення про поради формування та реалізації Регіональних інноваційних програм України. - К.: Міністерство України в справах науки і технологій, 1997. 148 с.

65. Яковлев А. І. Методика визначення ефективності інвестицій, інновацій, господарських рішень в сучасних умовах. - Харків.: Бізнес Інформ, 2007.-56 с.

66. Кращі практики щодо енергозаощадження у житлово-комунальному господарстві України. - К.: Фонд Східна Європа, 2011.-185с.

67. Система технического обслуживания и ремонта технологического и подъемно-транспортного оборудования. Кн7.- Волгоград НПО ” Ремонт”, 1988. – 652 с.

68. Система технического обслуживания и ремонта технологического и подъемно-транспортного оборудования. Кн2.- Волгоград НПО и “Ремонт”, 1988. - 392 с.

69. Положение о планово-предупредительном ремонте энергооборудования предприятия системы Министерства черной металлургии СССР.- Харьков: ВНИИО чермет, 1977. – 143 с.

70. Токовое положение о техническом обслуживании и ремонте (ТОиР) Электрооборудования предприятий системы Министерства черной металлургии СССР (издание третье).- Харьков: ВНИИО чермет, 1988.-158с.

71. Система технического обслуживания и ремонта оборудования химической промышленности (СТОиР)- М.: Химия, 1986.

72. Афанасьев Н.А., Юсиков М.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий (система ТОР ЭО). - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 528 с.
73. Единая система планово-предупредительного ремонта и рациональной эксплуатации технологического оборудования на машиностроительных предприятиях.- 6 - разд. М.: Машиностроение, 1967.
74. Синягин Н.Н., Афанасьев Н.А., Новиков А.С. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
75. Таблицы ремонтосложности металло- и деревообрабатывающего оборудования. Кн3.- Волгоград: НПО «Ремонт». 1988: 472с.
76. Микитенко В.В. Енергоефективність промислового виробництва. Монографія. – Київ: Об'єднаний інститут економіки НАН України, 2004. – 282 с.
77. Фецишин Б.П. Економіка енергетики: навч. посіб. для студентів енергетичних спеціальностей ВНЗ. – Тернопіль: Астон, 2003. – 160 с.
78. Проскурня О.М. Економіка в енергетиці: навч. посіб. / О.М. Проскурня, О.І. Ганус. – Х.: Вид-во «Підручник НТУ «ХП», 2012. – 272 с.
79. Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям: учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 232 с.
80. Теплоэнергетика и теплотехника: общие вопросы: справочник / Под общ. ред. чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина. – М.: МЭИ, 1999. – 528 с.
81. Фомина В.Н. Экономика электроэнергетики: учеб. для вузов. – М.: ГОУ ВПО "Государственный университет управления", 2005. – 386 с.
82. Білоцерківський О.Б. Особливості ціноутворення в електроенергетиці України // Матеріали V Міжнар. наук.-практ. конф. «Проблеми соціально-економічного розвитку підприємств», 24-25 жовтня 2012 р. – Харків: НТУ «ХП», 2012. – С. 51.
83. Білоцерківський О.Б. Особливості формування тарифів на електричну енергію // Кримський економічний вісник. – Сімферополь: Гельветика. – 2012. – №1 (01) грудень 2012. Ч. 1. – С. 34-36.
84. Білоцерківський О.Б. Аналіз методів ціноутворення в електроенергетиці України // Вісник Національного технічного університету “Харківський політехнічний інститут”. – Харків: НТУ “ХП”. – 2012. – № 58 (964). – С. 12-18.



85. Ламакин Г.Н. Основы менеджмента в электроэнергетике: Учебное пособие. Ч.1. 1-е изд. – Тверь: ТГТУ, 2006. – 208 с.
86. Гаврикова А.О. Анализ зарубежного опыта рыночного реформирования централизованного теплоснабжения. / Вісник НТУ «ХП». Збірник наукових праць. Тематичний випуск: Технічний прогрес і ефективність виробництва. – Х: НТУ «ХП». – 2009. - № 35-2. – С. 103-109.
87. Постановление Совета Министров СССР от 26 июля 1977 года № 394 «Про дополнительные меры по экономии топливно-энергетических ресурсов».
88. Постановление Совета Министров СССР от 26 сентября 1988 года № 299 «О признании утратившими силу некоторых решений Правительства СССР по вопросам материально-технического обеспечения и некоторым другим вопросам».
89. Закон України від 01.07.1994 р. №74/94 «Про енергозбереження». // Відомості Верховної Ради України 1994 р., № 30, стаття 283.
90. Указ Президента України Кравчука Л.М. від 21 травня 1994 р. "Про заходи щодо ринкових перетворень в галузі електроенергетики України". – Т.1. – К., 1997. – С. 191-192.
91. Указ Президента України Кучми Л.Д. від 8 грудня 1994 р. "Про Національну комісію з питань регулювання електроенергетики". – Т.1., К., 1997. – С. 201-202.
92. Указ Президента Украины от 4 апреля 1995г. № 282/95 "О структурной перестройке в электроэнергетическом комплексе Украины". // Не публиковался. (<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/282/95>).
93. Закон Украины «Об электроэнергетике» № 575/97-ВР от 16.10.1997 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.05.09 года).
94. Постанова Кабінету Міністрів України № 1789 від 16 листопада 2002р. // Офіційний вісник України 2002 р., № 47, стор. 263, стаття 2164.
95. Закон України «Про теплопостачання» №2633-IV, від 2.06.2005р. // Офіційний вісник України – 2005 р., № 27, с. 11, стаття 1532, код акту 32892/2005.
96. Голованев Н.П., Голованева А.Н. Оптимизация организационно-экономической системы установления тарифов на энергоносители и тепловую энергию как один из основных факторов финансового оздоровления газовой и теплоэнергетической отраслей // Тези доповідей VI Міжнародної науково-практичної конференції "Актуальні проблеми управління бізнесом,

підприємствами та проектами" – Х.: Національний аерокосмічний університет "ХАИ", 2008 г. – С. 38-39.

97. Housing and Urban Development Agency: *Success stories*. Vilnius, 2008 (available on [www.bkagentura.lt](http://www.bkagentura.lt)).

98. Гаврикова А.О. Оптимизация систем централизованного теплоснабжения на основе концепции «умных» сетей / Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. – 2010. – С. 203-207.

99. Писарев В.А. Управление процессами адаптации предприятий централизованного теплоснабжения к рыночным условиям: автореф. дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Василий Анатольевич Писарев. – Барнаул: 2004. – 24 с.

100. Гурцовцев А., Забелло Е. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика. [Электронный ресурс] // Новости электротехники: информационно-справочное издание №6 (64) 2008. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/54/10.php> (дата звернення: 25.10.2013).

101. Яндульський О.С. Моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності об'єднаної енергосистеми з регульовальними енергоблоками теплових електростанцій / О.С. Яндульський, А.О. Стелюк, М.П. Лукаш // Технічна електродинаміка: Вип. Проблеми сучасної електротехніки. – 2010. – Ч. 3. – С.48 – 52.

102. Добровольский В.К., Костюк В.О., Стогний А.В. Технико-экономические оценки в ядерной энергетике: моделирование и расчеты. [Электронный ресурс]. URL: [http://archive.nbuv.gov.ua/portal/natural/em/2012\\_1/gur0112/Dobrov.pdf](http://archive.nbuv.gov.ua/portal/natural/em/2012_1/gur0112/Dobrov.pdf) (дата звернення: 25.10.2013).

103. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. Т. 1 / Под. ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1970.

104. Гаврикова А.О. Экономическая оценка интеграции бытового потребителя в статусе партнера-регулятора в энергетическую систему региона. / Збірник наукових праць. Економіка в промисловості – М.: – 2013. - № 13. – С. 111-115.

105. Гаврикова А.О. Новый статус бытовых потребителей в контексте рыночных преобразований отечественного энергосектора. / Науковий журнал «Бізнес Інформ». Тематичний випуск: Оцінка пріоритетності та результативності державних цільових програм в Україні. – Х: «ІНЖЕК». – 2012. - № 12. – С. 105-109.

106. Постанова Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 31 липня 1996 року N 28 «Про затвердження Правил користування електричною енергією» [Електронний ресурс]. URL: <http://zakon.nau.ua/doc/?code=%7A%30%34%31%37%2D%39%36>. (дата обращения 23.03.2013).

107. Постанова НКРЕ України № 497 від 23.04.2012 р. / Офіційний Вісник України – 04.05.2012р., № 32, ст. 1224.

108. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Роль тарифной политики в энергосбережении. [Електронний ресурс] // Россия, г. Москва, НТС РАО «ЕЭС России». URL: <http://www.ostu.ru>. (дата обращения: 23.03.2013).

109. Кикавский А. В. Многотарифный счетчик, как платить меньше за электроэнергию. [Електронний ресурс]. URL: <http://electromotor.com.ua/katalog-tovarov/stati/64-schetchik>. (дата обращения: 23.03.2013).

110. Тиматков В.В. Серийное использование легкового электротранспорта в России: экономическая и энергетическая перспектива. [Електронний ресурс]. URL: [http://www.energystrategy.ru/ab\\_ins/source/Timatkov\\_5.09.11.doc](http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/Timatkov_5.09.11.doc). (дата звернення: 25.10.2013).

111. Дубовский С.В., Ленчевський Є.А. Розроблення нової комплексної системи автоматичного управління електричним навантаженням ОЕС України на основі електротермічних споживачів-регуляторів. [Електронний ресурс]. URL: [http://archive.nbu.gov.ua/portal/natural/pze/2012\\_31/02ua\\_Dubovsky.pdf](http://archive.nbu.gov.ua/portal/natural/pze/2012_31/02ua_Dubovsky.pdf) (дата звернення: 25.10.2013).

112. Гаврикова А.О., Замула О.О. Організаційно-економічне моделювання розподілу енергоспоживання побутовим споживачем партнером-регулятором. / Вісник Херсонського державного університету. Збірник наукових праць. – Х: «ХДУ». – 2013. - №3. – С. 29-32.

113. Тришин В.Н., к.ф.-м.н., генеральный директор компании “ОКП”, О методе дисконтированных денежных потоков и стандартах оценки / журнал "Московский оценщик", 2007, №1. С. 23-37.

114. АК «Харьковоблэнерго». Розмір діючих тарифів на електроенергію. [Електронний ресурс]. URL: [http://www.oblenergo.kharkov.ua/2\\_potreb.htm](http://www.oblenergo.kharkov.ua/2_potreb.htm) (дата звернення 17.12.2013).

115. Степаненко В. Реформа міського теплозабезпечення. «Украина – энергозависимое государство. Факты, прогнозы, необходимость модернизации системы теплоснабжения и зданий». [Електронний ресурс]. URL:

[http://www.pe.com.ua/upload/content/site/Documents/2011/IV\\_panel\\_e3\\_forum\\_2011\\_01\\_Stepanenko\\_Vasil\\_\(ru\).pdf](http://www.pe.com.ua/upload/content/site/Documents/2011/IV_panel_e3_forum_2011_01_Stepanenko_Vasil_(ru).pdf) (дата звернення 17.12.2013).

116. Билукс отопление суперэкономичное. Газ или электричество сейчас / [Електронний ресурс]. <http://bilux.ua/pri-kakojj-cene-na-gaz-ehlektrootoplenie-stanet-vygodno/> (дата звернення 17.12.2013).

117. Гаврикова А.О., Гавриць О.М. Аналіз окупності комбінованого теплопостачання з побутовим споживачем у ролі інвестора. / Вісник ОНУ імені І.І. Мечнікова. 2013. Т. 18 Вип. 4/1. – 2013. – С. 80-83.

118. Аварія на об'єктах ЖКГ в Алчевську взимку 2006 URL: /[Електронний ресурс].[http://uk.wikipedia.org/wiki/Аварія\\_на\\_об'єктах\\_ЖКГ\\_в\\_Алчевську\\_взимку\\_2006](http://uk.wikipedia.org/wiki/Аварія_на_об'єктах_ЖКГ_в_Алчевську_взимку_2006).

119. Світовий Банк реконструкції і розвитку кредитує модернізацію тепломереж у Тернополі. Лариса Осадчук. URL: /[Електронний ресурс]. <http://www.day.kiev.ua/uk/news/250714-svitoviy-bank-rekonstrukciyi-i-rozvitku-kredituie-modernizaciyu-teplomerezh-u-ternopoli>

120. На модернізацію тепломереж в Україні цьогоріч витратять 8,87 мільярда. URL: /[Електронний ресурс]. [http://business-tv.com.ua/news/na\\_modernizatsiyu\\_teplomeresh\\_v\\_ukraini\\_tsogorich\\_vitratit\\_8\\_87\\_milyarda-115.html](http://business-tv.com.ua/news/na_modernizatsiyu_teplomeresh_v_ukraini_tsogorich_vitratit_8_87_milyarda-115.html)

121. Чеська компанія інвестує 1,5 млн. євро на модернізацію тепломереж та котелень на Львівщині. URL: /[Електронний ресурс]. [http://www.kmu.gov.ua/control/uk/publish/article?art\\_id=247747552&cat\\_id=244277216](http://www.kmu.gov.ua/control/uk/publish/article?art_id=247747552&cat_id=244277216)

122. Самбірська сонячна електростанція URL: /[Електронний ресурс]. [http://uk.wikipedia.org/wiki/Самбірська\\_сонячна\\_електростанція](http://uk.wikipedia.org/wiki/Самбірська_сонячна_електростанція)

123. Модернізація тепломереж столиці коштуватиме 10,1 млрд. грн. – аудитор /[Електронний ресурс]. URL: <http://ua-energy.org/post/18412>

124. Звіт про проведення стратегічної оцінки модернізації муніципальних тепломереж і ТЕЦ в Україні /[Електронний ресурс] URL: [http://escoecosys.narod.ru/2011\\_6/art133.pdf](http://escoecosys.narod.ru/2011_6/art133.pdf)

125. В Україні фіксується подальший вплив іноземних інвестицій /[Електронний ресурс] URL: [http://icps.com.ua/key\\_issues/econ\\_analysis/v-ukrajini-fiksujetsja-podalshij-vidpliv-inozemnikh-invectitsij.html](http://icps.com.ua/key_issues/econ_analysis/v-ukrajini-fiksujetsja-podalshij-vidpliv-inozemnikh-invectitsij.html)

126. Crude Oil and Commodity Prices. /[Електронний ресурс] URL: <http://www.oil-price.net/>

127. Crude oil & natural gas. /[Електронний ресурс]. URL: <http://www.bloomberg.com/energy/>
128. 12 months average retail gas price. /[Електронний ресурс]. URL: [http://www.gasbuddy.com/gb\\_retail\\_price\\_chart.aspx](http://www.gasbuddy.com/gb_retail_price_chart.aspx)
129. График флуктуаций стоимости топлива. /[Електронний ресурс]. URL: <http://finance.i.ua/fuel/>
130. Єсіна В.О. Впровадження інноваційних технологій в систему теплопостачання міст / В.О. Єсіна, В.В. Шевчук // Економіка та управління підприємствами машинобудівної галузі. – 2013. – № 2. – С. 53–64. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/eupmg\\_2013\\_2\\_7.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/eupmg_2013_2_7.pdf).
131. Децентралізоване теплопостачання – альтернатива чи хибний шлях / А.А. Маліновський, В.Г. Турковський, А.З. Музичак // Проблеми загальної енергетики. – 2011. – Вип. 4. – С. 53-56. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/PZE\\_2011\\_4\\_12.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/PZE_2011_4_12.pdf).
132. Маляренко В.А. Централизованное теплоснабжение и энергосбережение в стратегии устойчивого развития крупных городов / В.А. Маляренко, В. Н. Голощапов, Н.А. Орлова, Л.В. Лысак // Коммунальное хозяйство городов: науч.- техн. сб. – К.: Техніка, 2004. – Вып. 57. – С. 211-216: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://khg.kname.edu.ua/index.php/khg/article/view/2786/2769>
133. Титарь С.С. Сравнительный анализ централизованного и местного теплоснабжения / С.С. Титарь, А.А. Климчук, В.С. Ступак // Пр. Одес. політехн. ун-ту. – 2004. – Вип. 2. – С. 84-86.
134. Мартиняк М.А. Метод визначення ефективності роботи системи централізованого теплопостачання з тепловим пунктом/ М.А. Мартиняк, Й.С. Мисак // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Сер. : Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – 2014. – № 12. – С. 150-155. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/vcpient\\_2014\\_12\\_25.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/vcpient_2014_12_25.pdf)
135. Мартиняк М.А. Розробка методу визначення ефективності роботи децентралізованої системи теплопостачання / М.А. Мартиняк, Й.С. Мисак // Технологический аудит и резервы производства. – 2014. – № 3(1). – С. 27-31. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Tatrv\\_2014\\_3.1\\_8.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Tatrv_2014_3.1_8.pdf)
136. Никитин Е.Е. Анализ структуры и эффективности функционирования централизованных систем теплоснабжения населенных пунктов / Е.Е. Никитин, А.В. Дутка, М.В. Тарновский // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2012. – № 2. – С.16-26

137. Артамонов Є.Б. Підхід до моделювання систем теплопостачання через аналіз причин виникнення втрат теплової енергії і теплоносія в системі / Є.Б. Артамонов // Мат. машини і системи. – 2007. – № 3-4. – С. 203-210.
138. Озіян І.С. Шляхи вдосконалення опалення в локальних тепломережах / І.С. Озіян, О.А Логінов // Вестник СевГТУ. – Севастополь: Изд-во СевНТУ, 2012. – Вып. 132: Механика, энергетика, экология. – С.104-106.
139. Авраменко С.Х. Перспективи екологічно чистих систем теплопостачання міста Дніпродзержинська / С.Х. Авраменко // Екол. безпека. – 2010. – №1. – С.47-51.
140. Дешко В.І. Енерго- і ексергоефективність систем теплопостачання будівлі (дослідження, аналіз, нові показники) / В.І. Дешко, Н.А. Буяк, І.С. Долгополов, В.Т. Тучин // Энергетика. Экология. Людина. Наукові праці НТУУ «КПІ», ІЕЕ. – Київ: НТУУ «КПІ», ІЕЕ. – 2009. – С. 194-203.
141. Тлумачний словник української мови: Понад 12500 статей (близько 40000 слів) За ред. д-ра філологічних наук, проф. В.С. Калашника. – 2-ге вид., випр. і доп. – Х.: Прапор, 2004. – 992 с.
142. Матвєєва Н.М., Єсіна В.О. Формування напрямів енергоефективності у теплопостачанні // Комунальне господарство міст. – № 111. – С. 23-32.
143. Фурса В.А., Зубенко Т.М. Шляхи підвищення розвитку та функціонування підприємств теплоенергетики // Вісник НТУ «ХПІ». – №20 (993). – Х.: НТУ «ХПІ», 2013. – С. 58-64.
144. От холода к теплу: политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой. – ОЭСР/МЭА, 2004. – 304 с.
145. Нагуляк М.Ю., Смірнов В.В. Аналіз тарифного регулювання суб'єктів ринку теплової енергії України // Актуальні проблеми економічного і соціального розвитку регіону. – 2011. – С. 91-94.
146. Беляков Ю.С. Основы энергетики (конспект лекций): учеб. пособ. – Петрозаводск: ПетрГУ, 2011. – 80 с.
147. Мацевитый Ю.М., Чиркин Н.Б., Клепанда А.С. Об использовании тепловых насосов в мире и что тормозит их широкомасштабное внедрение в Украине // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - №2(120). – 2014. – С. 2-17.

## ЗМІСТ

Вступ	3
1. Аналіз основних систем теплопостачання та методів теплозаощадження в житлово-комунальному господарстві України та за кордоном	5
1.1. Аналіз та класифікація основних систем теплопостачання	5
1.2. Аналіз основних методів теплозаощадження в житлово-комунальному господарстві	12
1.3. Вплив Кіотського протоколу на енергетичну галузь	19
2. Аналіз оптимізаційних задач у теплоенергетиці, вдосконалення та розробка економіко-математичних моделей	30
2.1. Аналіз оптимізаційних задач у теплоенергетиці	30
2.2. Удосконалення економіко-математичної моделі стабілізації існуючих тарифів на теплову енергію	47
2.3. Розробка економіко-математичної моделі оптимізації витрат на надання послуг з централізованого постачання гарячої води для населення м. Харкова з метою отримання максимального прибутку	51
3. Аналіз та оцінка методів економічної оптимізації витрат у теплоенергетиці	63
3.1. Лінійні оптимізаційні задачі	63
3.2. Транспортні задачі електроенергетики	68
3.3. Нелінійні оптимізаційні задачі	70
3.4. Оптимізаційні задачі цілочислового програмування	74
3.5. Задачі динамічного програмування	78
3.6. Оптимізаційні задачі при недетермінованій вихідній інформації	79
3.7. Багатокритеріальні оптимізаційні задачі	81
4. Розробка методики економічної оцінки заходів з теплопостачання на основі сучасних підходів	83
4.1. Сучасні підходи до оцінки ефективності використання енергетичних ресурсів	83
4.2. Традиційні та сучасні методи оцінки економічної ефективності технічних рішень	89
4.3. Склад капітальних і поточних витрат при оцінці технічних рішень	96
4.4. Оцінка поточних і капітальних витрат по заходах з теплопостачання	104
5. Розробка методичних рекомендацій по удосконаленню формування тарифів на виробництво і транспортування теплової енергії	112

5.1. Аналіз методів ціноутворення при виробництві і транспортуванні теплової енергії	112
5.2. Аналіз тарифної політики України в теплопостачанні	119
5.3. Тарифи на енергоспоживання в розвинутих країнах світу	129
5.4. Розробка методичних рекомендацій по удосконаленню формування тарифів на виробництво і транспортування теплової енергії	131
6. Розробка методичних рекомендацій по впровадженню електротеплопостачання шляхом перетворення побутового споживача в споживача-регулятора та бізнес-партнера енергетики	131
6.1. Дослідження можливості інтеграції побутових споживачів в енергетичну систему регіону в статусі партнера-регулятора	134
6.2. Організаційно-економічне моделювання добового розподілу енергоспоживання побутовим споживачем партнером-регулятором	138
6.3. Аналіз окупності проекту комбінованого теплопостачання з побутовим споживачем у ролі інвестора	152
6.4. Висновки	162
7. Розробка методичних рекомендацій по вибору оптимальних систем теплопостачання і реформуванню систем централізованого теплопостачання великих міст	163
7.1. Проблеми реформування галузі теплопостачання	163
7.2. Розробка методичних рекомендацій по вибору оптимальних систем теплопостачання	170
7.3. Розробка методичних рекомендацій по реформуванню систем централізованого теплопостачання великих міст	180
Висновки	189
Перелік посилань	194



Навчальне видання

ГАВРИСЬ Олександр Миколайович  
БІЛОЦЕРКІВСЬКИЙ Олександр Борисович  
ЗАМУЛА Олексій Олександрович  
ШВЕДУН Вікторія Олександрівна  
ГАВРИСЬ Микола Олександрович  
ШИРЯЄВА Наталя Володимирівна  
ГАВРИСЬ Петро Олександрович  
ГАВРИСЬ Ольга Олександрівна  
ГАВРІКОВА Аліна Олегівна  
ГНАТЕНКО Деніс Ігоревич  
ЗАМУЛА Олена Василівна  
КОВШИК Валентин Ігоревич  
ЛУК'ЯНИЦЯ Ігор Юрійович

**ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ  
ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНОГО  
МОДЕЛЮВАННЯ**

Монографія

Роботу до видання рекомендував проф. В. А. Міщенко

Редактор

План 2015 р., поз. \_\_\_\_/\_\_\_\_

Підписано до друку \_\_\_\_\_.12. Формат 60× 84  $\frac{1}{16}$ . Папір друк. №2.

Друк – ризографія. Гарнітура Таймс. Ум. друк. арк.\_\_\_\_. Обл.-вид. арк. \_\_\_\_.

Наклад \_\_\_\_ прим. Зам № \_\_\_\_\_. Ціна договірна.

---

Видавничий центр НТУ "ХПІ".

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 3637 від 24.12.2009 р.

61002, Харків 2, вул. Фрунзе, 21

---

Друкарня НТУ "ХПІ". 62002, Харків 2, вул. Фрунзе, 21.